

*Приложение №4
к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников ОРЭ*

**Методические указания по определению и согласованию
ограничений установленной электрической мощности
тепловых и атомных электростанций**

Содержание:

1. Общие положения	4
2. Термины и определения.....	4
3. Классификация ограничений мощности	6
4. Материалы, представляемые для согласования ограничений.....	7
5. Порядок расчета и принципы учета ограничений ТЭС	8
6. Порядок расчета и принципы учета ограничений АЭС.....	15
7. Условия проведения перемаркировки оборудования.....	15
8. Мероприятия по устранению ограничений установленной мощности.....	16
9. Определение исходных метеорологических данных.....	18
10. Определение величины ограничений установленной мощности для каждой энергоустановки и ГТЭС в целом	21
11. Расчет обеспеченности электрической мощности системами технического водоснабжения	22
11.1. Электростанции с циркуляционными системами водоснабжения.....	22
11.1.1. Алгоритм расчета для электростанций с градирнями (брызгальными бассейнами).....	22
11.1.2. Алгоритм расчета для электростанций с прудами (водохранилищами) – охладителями.....	35
11.2. Электростанции с прямоточными системами технического водоснабжения	44
11.2.1. Алгоритм расчета для электростанций с прямоточной схемой при отсутствии экологических ограничений по температуре сбросной воды.....	44
11.2.2. Алгоритм расчета для электростанций с прямоточной схемой при наличии ограничений по температуре сбросной воды.....	47
11.2.3. Алгоритм расчета для электростанций с прямоточной схемой и рециркуляцией при наличии ограничений по температуре сбросной воды.....	53
12. Определение электрической мощности турбин различных типов по диаграммам режимов.....	55
12.1. Работа с диаграммой режимов конденсационной турбины типа «К».....	55
12.2. Работа с диаграммой режимов турбины с противодавлением типа «Р».....	56
12.3. Работа с диаграммами режимов турбин с регулируемыми теплофикационными отборами (типа «Т»).....	58
12.4. . Работа турбин типа «К» в режиме ухудшенного вакуума. Работа турбин с регулируемыми теплофикационными отборами (типа «Т») на встроенном пучке конденсатора.....	62
12.5. Работа с диаграммой режимов турбины с регулируемыми производственным и теплофикационным	

отборами пара (типа «ПТ»)	63
13 Причины ограничений мощности турбоагрегатов	66
13.1. Ограничение мощности из-за дефектов оборудования	66
13.2. Ограничение мощности, связанные с отклонением от проекта	68
14. Причины ограничений паропроизводительности котлоагрегатов	69
14.1. Максимальная производительность топливоподачи	69
14.2. Недостаток производительности тяго-дутьевого оборудования	72
14.3. Ограничение паропроизводительности систем пылеприготовления	78
14.4. Ограничение паропроизводительности котла из-за ошибок в проектировании и дефектов оборудования котельных установок	80
Приложения	82
Перечень используемой литературы и нормативно-технической документации	98

1. Общие положения

1.1. Настоящие Методические указания по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций (далее по тексту – Методические указания) разработаны в соответствии с Приложением №13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии».

1.2. Настоящие Методические указания определяют основные условия, при которых проводится расчет ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций (далее ТЭС и АЭС), их согласование ОАО «СО ЕЭС».

1.3. Настоящие Методические указания являются основным руководящим документом для ТЭС и АЭС – субъектов оптового рынка электроэнергии (мощности) (далее ОРЭ) – при проведении расчетов величин ограничений установленной электрической мощности (далее ограничения), а также филиалов ОАО «СО ЕЭС» ОДУ, РДУ при осуществлении контроля корректности проведенных электростанциями расчетов и согласовании ограничений при определении готовности генерирующего оборудования к несению нагрузки.

1.4. Проверка корректности представляемых расчетов осуществляется ОАО «СО ЕЭС» как самостоятельно, так и с возможным привлечением ОАО «СО ЕЭС» независимых экспертных организаций.

2. Термины и определения

2.1. **Установленная электрическая мощность** – суммарное значение наибольшей активной электрической мощности (МВт), с которой электроустановки могут длительно работать без перегрузки в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование. [3]

2.2. **Группа оборудования** – совокупность конденсационных турбоагрегатов или турбоагрегатов с регулируемыми отборами пара с одинаковыми параметрами свежего пара (а для энергоблоков еще и одинаковой мощности), а также всех котлов (как пылеугольных, так и газомазутных), реакторных установок, обеспечивающих работу данных агрегатов. [1]

Коды групп оборудования приведены в приложении 10 к настоящим Методическим указаниям.

2.3. **Подгруппа оборудования ТЭС** – совокупность только пылеугольных или только газомазутных котлов и совместно работающих с ними конденсационных турбоагрегатов или турбоагрегатов с регулируемыми отборами пара соответствующего давления свежего пара (а для энергоблоков еще и одинаковой мощности).

При этом группа оборудования с поперечными связями, у которой на один коллектор работают пылеугольные и газомазутные котлы, условно приравнивается к пылеугольной подгруппе. [1]

2.4. Ограничение мощности электростанции – значение вынужденного недоиспользования установленной мощности. [3]

2.5. Собственное ограничение мощности энергоустановки – ожидаемая величина вынужденного недоиспользования установленной мощности энергоустановки, обусловленная влиянием факторов, распространяющих свое действие только на данную энергоустановку.

2.6. Общегрупповое ограничение мощности – ожидаемая величина вынужденного недоиспользования установленной мощности совокупности энергоустановок, обусловленная влиянием факторов, распространяющих свое действие одновременно на все входящие в данную совокупность энергоустановки.

2.7. Общестанционное ограничение мощности – ожидаемая величина вынужденного недоиспользования установленной мощности электростанции, обусловленная влиянием факторов, распространяющих свое действие одновременно на всю электростанцию в целом.

2.8. Ограничение мощности ГТЩГ – доля ожидаемых ограничений мощности электростанции, рассчитанных в соответствии с настоящими Методическими указаниями и относимых на оборудование, входящее в группу точек поставки генерации (далее ГТЩГ).

2.9. Располагаемая мощность электростанции – установленная мощность электростанции за вычетом ограничений мощности. [3]

2.10. Расчетный период – состоящий из расчетных подпериодов временной промежутков времени, на который проводится расчет и защита ограничений установленной мощности в текущем календарном году.

Расчетным периодом является каждый месяц предстоящего календарного года.

2.11. Расчетный подпериод – часть расчетного периода, состоящая из календарных суток, в пределах которых распределение тепловых нагрузок, объемы отпуска тепла, а также иные исходные данные (кроме состава готового к несению нагрузки оборудования – вывод оборудования в плановые ремонты изменением исходных данных не считается) остаются неизменными.

3. Классификация ограничений мощности

3.1. Ограничения установленной электрической мощности подразделяются на:

- технические;
- временные.

3.2. **Технические ограничения мощности** — снижение установленной мощности энергоустановки из-за не устранимых в течение ремонтной кампании планируемого календарного года конструктивных дефектов и изменений относительно проекта, износа оборудования, отработавшего расчетный ресурс, неудовлетворительного технического состояния оборудования, несоответствия номинальной производительности и количества отдельных единиц оборудования установленной мощности.

Для устранения технических ограничений мощности проводятся реконструкция, модернизация, замена оборудования, достройка отсутствующих сооружений, что в обязательном порядке отражается в прилагаемом перечне мероприятий по устранению ограничений мощности, выполнение которых должно быть осуществлено в установленные настоящими Методическими указаниями сроки.

3.3. **Временные ограничения мощности** — снижение установленной мощности энергоустановки, не обусловленное техническим состоянием оборудования и определяемое влиянием факторов, действие которых носит переменный во времени характер.

3.4. Временные ограничения мощности подразделяются на:

- длительного действия;
- сезонного действия;
- аperiodического действия.

3.4.1. **Временные ограничения длительного действия** — снижение установленной мощности энергоустановки, обусловленное причинами, действующими непрерывно во временном промежутке, превышающим календарный год.

3.4.2. **Временные ограничения сезонного действия** — снижение установленной мощности энергоустановки, обусловленное сезонно действующими факторами (например, снижение тепловых нагрузок, повышенное потребление тепла, повышение температуры воды на входе в конденсатор, экологические ограничения и пр.).

3.4.3. **Временные ограничения аperiodического действия** — снижение установленной мощности энергоустановки, обусловленное факторами (не сезонного характера), имеющими место в любом временном промежутке внутри календарного года и расчетного периода (например, в связи с плановым ремонтом сетевых объектов, ограничения на выдачу мощности или необходимость работы в режиме синхронного компенсатора, прекращение с определенного месяца отпуска тепла и пара потребителю и пр.).

Классификатор ограничений установленной мощности приведен в приложении 1 к настоящим Методическим указаниям.

4. Материалы, представляемые для согласования ограничений

4.1. Обосновывающие документы и расчеты подаются на рассмотрение в соответствующие филиалы ОАО «СО ЕЭС» РДУ не позднее установленного Регламентом согласования ограничений установленной мощности срока.

4.2. Пакет документов, подаваемых для рассмотрения, в обязательном порядке должен содержать:

– Пояснительную записку, включающую расчеты, сформированную в соответствии с предъявляемыми в настоящих Методических указаниях требованиями.

Пояснительная записка в обязательном порядке должна содержать следующие главы:

– вводная глава, содержащая общую информацию по электростанции;

– глава, содержащая описание и технические параметры имеющегося на электростанции основного и вспомогательного оборудования;

– расчеты по каждой причине для каждого расчетного подпериода, содержащие подробную информацию о каждом этапе, то есть для каждого этапа расчета должен соблюдаться принцип «формула – значения – ответ», в том числе должны быть приведены примеры работы с характеристиками;

– глава, посвященная анализу необходимых мероприятий по устранению ограничений мощности и отчетам об их выполнении.

– Сводную таблицу расчета максимальной мощности ГТПГ, готовой к несению нагрузки, для расчетного периода (при согласовании на год – по каждому месяцу). Форма сводной таблицы приведена в приложении 2 к настоящим Методическим указаниям (обязательна для всех электростанций вне зависимости от наличия ограничений);

– Сводную таблицу ограничений установленной мощности. Форма сводной таблицы при согласовании ограничений на этапе годового и месячного планирования приведена в приложениях 8 и 9 к настоящим Методическим указаниям соответственно.

– Заключение экспертных организаций, результаты натурных испытаний основного и вспомогательного оборудования (сроком давности не более 5 лет относительно момента подачи документов) и другие необходимые материалы и документы, в том числе, в обязательном порядке приводятся тепловая схема электростанции, схема технического водоснабжения (при наличии водохранилища-охладителя дополнительно прилагается его схема и параметры), схема расположения контрольных пунктов с указанием на ней необходимых для расчетов

геологических параметров русла реки и расстояний (при наличии экологических ограничений);

- Паспортные данные по основному и вспомогательному оборудованию;
- Копии используемых в расчетах характеристик основного и вспомогательного оборудования, справочные данные метеослужб и пр.;
- Предварительные графики ремонтов основного и вспомогательного оборудования в графическом виде;
- Прогноз тепловых нагрузок и их обеспеченности отборами (противодавлением) турбин, редуционно-охлаждающими устройствами (далее РОУ) и пиковыми водогрейными котлами (далее ПВК) в табличном виде в соответствии с формой, приведенной в приложении 3 к настоящим Методическим указаниям.
- Прогноз распределения тепловых нагрузок, указанных в таблице, заполненной по форме согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям, между отборами (противодавлением) турбин, РОУ и ПВК в табличном виде по каждому месяцу расчетного периода (при проведении месячных корректировок – на соответствующий месяц) по форме, приведенной в приложении 4 к настоящим Методическим указаниям.
- Отчет о выполнении за истекший период мероприятий по сокращению ограничений установленной мощности, а также план мероприятий на предстоящий период, сформированный в соответствии с требованиями главы 8 настоящих Методических указаний.

4.3. В случае полного или частичного непредставления документов, обозначенных в п. 4.2 настоящих Методических указаний, ограничения мощности к рассмотрению не принимаются и не согласовываются.

4.4. На основе представленных материалов ОАО «СО ЕЭС» в установленные Регламентом сроки принимает решение о возможности согласования объемов ограничений по соответствующим кодам причин.

4.5. Ограничения считаются согласованными только после получения в соответствии с Регламентом согласовывающих подписей сводных таблиц ограничений уполномоченных представителей ОАО «СО ЕЭС».

5. Порядок расчета и принципы учета ограничений ТЭС

5.1. Расчет ограничений установленной мощности ведется для всех календарных суток расчетного периода.

5.2. Допускается проведение одного расчета для всех суток расчетного подпериода.

5.3. Расчет ограничений ведется по каждой энергоустановке с последующим суммированием ограничений по соответствующим ГТЩ.

5.4. При одновременном действии нескольких факторов количественный учет величины ограничений проводится согласно изложенным ниже требованиям:

- 5.4.1. Очередность учета ограничений мощности должна соответствовать схеме, приведенной на рис. 5.1.

**ПРИМЕЧАНИЕ:**

- 1** – для группы (очереди) энергоустановок с поперечными связями, группы оборудования с поперечными связями – ограничения, обусловленные работой главных паропроводов и общих паровых магистралей;
- 2** – в результате расчетов должна быть определена величина максимально возможной паропроизводительности котла или парогенератора (максимально возможной суммарной паропроизводительности котлов группы энергоустановок (очереди энергоустановок) с поперечными связями, группы оборудования с поперечными связями) и соответствующий расход пара в голову турбины (распределение суммарной паропроизводительности группы котлов между турбоагрегатами);
- 3** – в результате расчетов должны быть определены величины ограничений установленной электрической мощности в мегаваттах;
- 4** – для группы агрегатов (очереди оборудования), группы оборудования, снабжающих теплом промышленных и/или отопительных параметров общего потребителя.

Рис. 5.1. Приоритетность учета ограничений

5.4.2. Исходные данные для расчетов ограничений (а, следовательно, и их итоговая величина) более низкого уровня приоритета должны определяться с учетом одновременного действия ограничений более высокого уровня приоритета.

Например, величина ограничений установленной мощности энергоустановки по причине повышения температуры охлаждающей воды в летний период (недостатка количества градирен по проекту, недостаточной производительности циркуляционных насосов и пр.) должна определяться за вычетом величины ограничений, например, по снижению паропроизводительности котлов или по отсутствию нагрузок производственного отбора на турбинах типа «ПТ» (конструктивные особенности). То есть расчет данной величины должен проводиться на сниженный расход пара в конденсатор турбоустановки.

5.5. Расчет ограничений ведется на полный состав основного и вспомогательного оборудования за исключением вспомогательного оборудования, находящегося в рассматриваемом расчетном подпериоде в длительной реконструкции (например, при длительной реконструкции градирни в расчете обеспеченности электрической мощности системами технического водоснабжения определение максимального расхода воды в циркуляционной системе проводится без учета данной градирни, при этом, в графике ремонтов данная реконструкция проходит с нулевым снижением). Под длительной понимается реконструкция продолжительностью более одного календарного года.

5.6. Учет метеорологических параметров при расчетах ограничений осуществляется следующим образом:

5.6.1. Расчет ограничений ведется на среднесуточную средне многолетнюю температуру наружного воздуха (используются данные за календарные последние 5 лет).

5.6.2. Данные по средне многолетней среднесуточной температуре наружного воздуха могут быть получены от уполномоченных лицензированных организаций в виде официальной справки, которая в обязательном порядке прилагается к пояснительной записке.

5.6.3. При отсутствии справочных данных от метеослужб может быть использована информация о среднесуточных средне многолетних температурах наружного воздуха за последние 30 лет (климатическая норма), приведенная в официальных изданиях, в том числе, и в действующих СНиП.

5.6.4. При выполнении требований п. 5.1 настоящих Методических указаний допускается для уменьшения количества необходимых расчетов на начальных этапах при определении расчетной влажности использовать среднемесячные средне многолетние температуры наружного воздуха.

5.6.5. С учетом п. 5.6.4 настоящих Методических указаний среднемесячная относительная влажность наружного воздуха определяется расчетным путем через среднемесячное парциальное давление водяного пара (упругость водяного пара) (см. п. 9.1 настоящих Методических указаний). Среднемесячное парциальное давление водяного принимается для

соответствующего региона согласно данным действующих СНиП «Строительная климатология».

5.6.6. С учетом п. 5.6.4 настоящих Методических указаний среднемесячная расчетная скорость ветра определяется путем приведения среднемноголетней среднемесячной скорости на высоте флюгера $h_{\text{ф}}$ к скорости ветра на высоте 2 м от поверхности водохранилища или поверхности земли (см. п. 9.2 настоящих Методических указаний).

5.6.7. Высоту флюгера и соответствующие среднемесячные значения скорости ветра на его высоте принимаются по данным действующих на территории России справочников по климату.

5.6.8. Для электростанций с прямоточной системой технического водоснабжения расчетный расход воды в реке определяется для каждого месяца путем усреднения соответствующих среднемесячных значений расходов воды за не менее чем 12-ти летний ряд наблюдений по данным с ближайшего, вышележащего по течению реки, контрольного створа.

5.6.9. Исходные температуры охлаждающей воды для электростанций с прямоточной системой технического водоснабжения определяются путем усреднения соответствующих среднемесячных значений температур воды, определяемых как средняя величина по створу, за последние 5 лет наблюдений по данным с ближайшего, вышележащего по течению реки, контрольного створа, а для электростанций с оборотной системой охлаждения, для которых источниками охлаждающей воды являются открытые водоемы (заливы, водохранилища) – по данным местных гидрометеорологических служб.

5.7. В качестве исходных данных по объемам отпуска тепла в паре и горячей воде берутся прогнозные значения объемов согласно заключенным договорам (при представлении копии заявок потребителей или иных подтверждающих документов).

В качестве прогнозных допускается использование фактических значений (при представлении подтверждающих данных) по объемам отпуска тепла в паре и горячей воде, усредненных по каждому месяцу за соответствующие последние 36 календарных месяцев (например, если расчет проводится в августе, то берутся данные, начиная с июля текущего года).

При этом для электростанций, на которых в течение данного периода проводился полный останов оборудования, в случае отсутствия остановов в соответствующие месяцы планируемого периода вместо фактических значений должны использоваться прогнозные значения согласно заключенным договорам, либо фактические значения для соответствующего месяца предшествующего года.

5.8. При распределении тепловых нагрузок между отборами (противодавлением) турбин, РОУ и ПВК необходимо руководствоваться следующими принципами:

5.8.1. Обосновывающие расчеты должны быть дополнены тепловой схемой. В расчетах должны быть представлены материальный и тепловой балансы по электростанции в целом и по каждой единице оборудования (основной,

встроенный пучки конденсатора, горизонтальные сетевые подогреватели (далее ПСГ), пиковые бойлера, ПВК и пр.)

5.8.2. Общее уравнение баланса по пару для каждой турбины выглядит следующим образом:

$$D_0 = D_{II} + D_T + D_{рег} + D_k, \quad (5.1)$$

где D_0 – расход свежего пара в голову турбины;

D_{II} – отпуск пара производственных параметров;

D_T – отпуск пара из теплофикационных отборов;

$D_{рег}$ – расход пара на регенерацию;

D_k – расход пара в конденсатор турбин.

5.8.3. Расход пара в голову (конденсатор) турбины, находящейся согласно предварительному графику в плановом ремонте во всех сутках соответствующего расчетного периода, принимается исходя из прогноза работы данной турбины в конденсационном режиме с учетом расхода пара на регенерацию.

5.8.4. Расход пара на регенерацию принимается согласно имеющимся энергетическим характеристикам оборудования, однако в случае их отсутствия или в целях упрощения расчетов данная величина может быть условно принята в размере 25% от расчетного расхода в голову турбины D_0 .

5.8.5. При определении максимально допустимого расхода пара в голову турбины необходимо руководствоваться соответствующими энергетическими характеристиками турбоагрегатов. При этом, для турбин типа «П» и «ПТ» данная величина определяется в точке пересечения линии, соответствующей уровню загрузки производственного отбора, с правой границей зоны естественного повышения давления в камере производственного отбора, а для машин типа «Т» – по правой границе области режимов диаграммы при соответствующем давлении (то есть с максимальной технически возможной конденсационной мощностью).

При этом электрическая нагрузка определяется по диаграммам режимов и должна соответствовать максимально допустимому расходу пара в голову турбины.

Минимальная нагрузка турбины при заданных величинах тепловых нагрузок определяется по энергетическим характеристикам и соответствует расходу свежего пара в голову турбины, обеспечивающему необходимые нагрузки теплофикационного и производственного отборов при минимальной конденсационной мощности.

5.8.6. При необходимости учета систематического отклонения температуры обратной сетевой воды от величины, определяемой диспетчерским графиком теплосети, что подтверждается фактическими значениями за аналогичные месяцы последних трех лет, необходимо на основании данных о среднесуточной температуре воздуха и фактическом среднесуточном отклонении температуры обратной сетевой воды за каждые сутки аналогичных месяцев за последние 3 года построить график зависимости фактического отклонения температуры воды от температуры наружного

воздуха (путем построения линии тренда для области фактических точек), по которому при заданной расчетной температуре наружного воздуха можно определить расчетное отклонение температуры обратной сетевой воды.

5.8.7. Распределение тепловых нагрузок между отборами (противодавлением) турбин, РОУ и ПВК должно осуществляться по принципу обеспечения минимального объема ограничений в целом по электростанции по результатам расчетов по всем причинам их вызывающим, в том числе с учетом условия не превышения суммарной технически возможной мощности энергоустановок, входящих в ГТПГ, над ее установленной мощностью (например, при отсутствии или минимальных нагрузках производственного отбора на турбинах типа «ПТ» загрузка теплофикационных отборов производиться не должна, на турбинах, конденсатор которых находится в заведомо более худшем состоянии или худших условиях, должна обеспечиваться максимальная загрузка отборов и пр.).

5.9. Фактические эксплуатационные показатели работы основного и вспомогательного оборудования (например, недоохлаждения градирен, повышение температурных напоров конденсаторов, ПСГ) должны быть учтены в имеющейся на электростанции нормативно-технической документации (далее НТД). Дополнительные данные и поправки, не учтенные в НТД, в расчетах к учету не принимаются. Производительность и допустимое количество работающих циркуляционных насосов определяется согласно характеристикам параллельной работы циркуляционных насосов и гидравлической характеристике сети.

5.10. Ограничения установленной мощности, связанные с необходимостью соблюдения требований экологического характера, учитываются в расчетах в качестве исходных данных при условии представления следующих документов:

5.10.1. Для электростанций, имеющих ограничения по охране водных объектов:

5.10.1.1. Лицензия на водопользование с соответствующими приложениями, содержащими следующие данные и документы:

- Сведения о водном объекте;
- Сведения о водопользователе и осуществляемой водохозяйственной деятельности;
- Разрешение на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
- План размещения водозабора и выпуска сточных вод;
- Условия пользования водным объектом;
- План природоохранных мероприятий.

5.10.1.2. Программа ведения регулярных наблюдений за водным объектом и его водоохраной зоной, содержащая информацию о местах размещения пунктов контроля соблюдения температурного режима, согласованных уполномоченными органами;

5.10.2. Для электростанций, имеющих ограничения по охране воздушного бассейна:

5.10.2.1. Заключение уполномоченных органов, осуществляющих технологический и экологический надзор, о величинах предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

5.11. Не учитываются ограничения мощности:

5.11.1. Экологического характера, имеющие место при складывающихся неблагоприятных метеоусловиях (далее НМУ);

5.11.2. Связанные со сжиганием непроектного топлива (кроме случаев полного прекращения добычи проектного топлива в связи с истощением месторождений при одновременном отсутствии возможности сжигания мазута);

5.11.3. Из-за недостатка топлива или отсутствия финансовых средств на его приобретение;

5.11.4. Из-за наличия лимитов по объему сжигаемого газа на электростанции, не обусловленных техническими причинами (например, по пропускной способности трубопроводов и газорегуляторных пунктов (далее ГРП));

5.11.5. Из-за кратковременного ухудшения эксплуатационного состояния оборудования в межремонтный период (например, занос поверхностей нагрева котлов, трубок конденсаторов и пр.);

5.11.6. Связанные с работой турбоагрегатов в режиме ухудшенного вакуума, в режиме трех- (и более) ступенчатого подогрева сетевой воды с целью повышения показателей экономичности оборудования, приводящей к появлению ограничений (снижению электрической мощности), кроме случаев, когда перевод в данный режим обусловлен технической необходимостью (особенности тепловой схемы, отсутствие возможности обеспечения заявленного уровня теплоснабжения от других источников (отборов, ПВК), что подтверждается наличием обосновывающих документов, заключений и расчетов;

5.11.7. Связанные с работой с полностью закрытыми диафрагмами в целях повышения экономических показателей при наличии на электростанции градирен и возможности перевода тепловой нагрузки (или ее части) на ПВК;

5.11.8. Связанные с не востребованностью конденсационной мощности на ТЭЦ или с экономической нецелесообразностью выработки электроэнергии по конденсационному циклу в пределах имеющихся технических возможностей при уменьшении или отсутствии тепловых нагрузок;

5.11.9. Связанные с отпуском тепла из нерегулируемых отборов конденсационных энергоблоков при наличии возможности его обеспечения от других источников теплоснабжения электростанции, за исключением РОУ и быстродействующих редуционно-охлаждающих установок (далее БРОУ), подключенных к паропроводам свежего пара;

5.11.10. Связанные с освоением вновь вводимого оборудования (при нахождении оборудования в опытно-промышленной эксплуатации);

5.11.11. Неудовлетворительного состояния дымовых труб, градирен и других технологических сооружений, устранимых в процессе ремонтов;

5.12. Определение объемов ограничений для газотурбинных установок (далее ГТУ) при заданной расчетной температуре наружного воздуха осуществляется по имеющимся на электростанции нормативным характеристикам: зависимости

электрической мощности от температуры наружного воздуха и поправок на внешние факторы, а также с учетом объемов отпуска тепла внешним потребителям.

5.13. При определении объемов ограничений для парогазовых установок (далее ПГУ) должны соблюдаться следующие требования:

5.13.1. Энергоблок ПГУ при определении объемов ограничений должен рассматриваться как одна неделимая единица оборудования.

5.13.2. Суммарная величина ограничений, имеющих место как на паросиловой, так и на газотурбинной части, определяется в общем порядке в соответствии с требованиями, предъявляемыми настоящими Методическими указаниями к расчету ограничений на оборудовании ТЭС, с учетом имеющихся на электростанции нормативных характеристик ПГУ.

6. Порядок расчета и принципы учета ограничений АЭС

6.1. Расчет ограничений установленной мощности энергоблоков АЭС связанных с работой по топливному циклу проводится в соответствии с действующей в отрасли нормативно-технической документацией и внутренними документами концерна «Росэнергоатом».

6.2. Порядок расчета и принципы учета ограничений установленной мощности энергоблоков АЭС, связанных с работой паросиловой части, соответствует п.п. 5.1-5.12 настоящих Методических указаний за исключением пунктов, имеющих отношение только к оборудованию и режимам работы ТЭС.

7. Условия проведения перемаркировки оборудования.

7.1 В случае нецелесообразности или отсутствия возможности устранения технических ограничений путем проведения соответствующих мероприятий в сроки, устанавливаемые настоящими Методическими указаниями, собственником оборудования должна быть произведена перемаркировка установленной мощности.

7.2 Если *временные ограничения длительного действия* обусловлены недостатком или отсутствием тепловых нагрузок (на турбинах типа «Р», на турбинах типа «П», «ПТ» при отсутствии производственного отбора и наличии ограничений по пропускной способности части среднего давления (далее ЧСД), повышенным потреблением тепла на предстоящий период (а также на ближайшие три года), то на соответствующий период планирования собственник оборудования имеет право провести перемаркировку установленной мощности в установленном порядке на соответствующую данному ограничению величину (МВт).

Если в течение 3 лет собственник оборудования прогнозирует изменение тепловых нагрузок, приводящее к снижению (устранению) ограничений по данным причинам, перемаркировка оборудования не проводится, однако, если по истечении данного периода на перемаркированном оборудовании сохраняются данные

ограничения, при осуществлении согласования на последующие периоды величины ограничений по данным причинам в объемах, соответствующих минимальному значению среднемесячных ограничений за последний год, согласовываться не будут.

7.3. Если *временные ограничения длительного действия* обусловлены причинами экологического характера (не устранимыми в определенные проводимыми мероприятиями сроки (не более трех лет) путем замены, модернизации или реконструкции очистных сооружений и устройств), то величины ограничений по данным причинам в этом случае на соответствующий период планирования согласовываться не будут, а собственник оборудования имеет право провести перемаркировку установленной мощности в установленном порядке на соответствующую данным ограничениям величину (МВт).

7.4. Если на предстоящий период (а также на ближайшие 3 года) временные ограничения сезонного действия на одной и той же группе оборудования имеют переходящий характер, то есть действие одного сезонного фактора заменяется действием другого сезонного фактора, что может быть обусловлено, в том числе, некорректно проведенной маркировкой установленной мощности оборудования, то в этом случае собственник оборудования имеет право провести перемаркировку установленной мощности в установленном порядке на соответствующую данным ограничениям величину (МВт).

Если в течение 3 лет собственник оборудования прогнозирует изменение условий, приводящих к снижению (устранению) ограничений по, как минимум, одной из этих причин, перемаркировка установленной мощности оборудования не проводится, однако, если по истечении данного периода на непемаркированном оборудовании сохраняются данные ограничения, при осуществлении согласования на последующие периоды величины ограничений по данным причинам в объемах, соответствующих минимальному значению среднемесячных ограничений за последний год (базовая величина), согласовываться не будут.

7.5. При наличии системных ограничений, связанных с недостаточной пропускной способностью прилегающих к электростанции электрических связей, в случаях, когда устранение таких ограничений не осуществимо силами и возможностями электростанции, перемаркировка оборудования не проводится.

8. Мероприятия по устранению ограничений установленной мощности

8.1. Обязательным условием для согласования величин ограничений является наличие эффективных (эффективными считаются меры, приводящие к устранению согласовываемых объемов ограничений в срок, указанный в п. 8.4 настоящих Методических указаний) мероприятий по сокращению ограничений установленной мощности.

8.2. Перечень мероприятий по сокращению ограничений подлежит согласованию с ОАО «СО ЕЭС».

8.3. Ограничения установленной мощности, подлежащие устранению, фиксируются по состоянию на 01.11.2008 года.

8.4. Все ограничения, зафиксированные на дату, указанную в п. 8.3 настоящих Методических указаний должны быть устранены в установленный срок. Срок устранения ограничений установленной мощности на основании результатов анализа объемов предполагаемых работ согласовывает ОАО «СО ЕЭС».

8.5. Распределение объемов работ по годам периода устранения ограничений при проведении мероприятий, касающихся нескольких единиц оборудования, осуществляется равномерно. Начало проведения работ (а, по возможности, и окончание работ, что влечет за собой сокращение ограничений) по не менее чем одной единице оборудования должно присутствовать в любом году из входящих в установленный период устранения ограничений.

8.6. Форма представления перечня мероприятий по сокращению ограничений мощности приведена в приложении 5 к настоящим Методическим указаниям.

8.7. Указанная в п. 8.6 настоящих Методических указаний форма заполняется ежегодно при согласовании ограничений на предстоящий календарный год. При этом, в ней должны отражаться плановые мероприятия, подлежащие выполнению в течение периода, оставшегося до окончания срока, установленного согласно п. 8.4 настоящих Методических указаний.

8.8. Планируемые величины снижений ограничений определяются путем проведения прогнозных расчетов, исходя из условия приведения по результатам выполнения планируемых мероприятий оборудования в состояние, соответствующее его нормативным характеристикам. После окончания планируемых работ по результатам проведения натурных испытаний фактические объемы сокращения ограничений могут быть скорректированы.

8.9. Отчет о проведенных мероприятиях по сокращению и устранению ограничений установленной мощности является обязательным документом, определяющим, в том числе, величину согласовываемых ограничений.

8.10. Период контроля проведения мероприятий соответствует 12 календарным месяцам, предшествующим месяцу подачи пакета документов для согласования ограничений на предстоящий календарный год.

8.11. Форма представления отчета о проведенных мероприятиях по сокращению ограничений мощности приведена в приложении 6 к настоящим Методическим указаниям.

8.12. В случае проведения корректировок величин ограничений на этапе месячного планирования заполненная согласно приложению 6 к настоящим Методическим указаниям форма представляется в актуализированном виде, то есть должна содержать отчет о проведенных мероприятиях за период с первого месяца, не попавшего в отчетный период при осуществлении согласования ограничений на предстоящий год, по месяц, предшествующий месяцу подачи корректировок.

8.13. Примеры заполнения формы по приложениям 5 и 6 к настоящим Методическим указаниям приведены в приложениях 8.1-8.4 к настоящим Методическим указаниям.

8.14. В случае не выполнения мероприятий по сокращению ограничений установленной мощности или не соблюдения зафиксированных в перечне мероприятий сроков их проведения, величина согласовываемых ограничений по данным причинам даже при наличии подтверждающих документов и расчетов

уменьшается по каждому месяцу на прогнозную величину, приведенную в заполненной по приложению 5 к настоящим Методическим указаниям форме, вплоть до момента окончания проведения данных работ.

8.15. При не выполнении распределенных по годам работ по сокращению ограничений по одной и той же причине, объемы величин ограничений, не подлежащих согласованию, суммируются арифметически. Таким образом, при невыполнении в течение согласованного ОАО «СО ЕЭС» срока проведения мероприятий по сокращению и устранению ограничений, на дальнейшие расчетные периоды ограничения по данной причине согласовываться не будут.

9. Определение исходных метеорологических данных.

9.1. Определение расчетной относительной влажности наружного воздуха

9.1.1. Относительная влажность φ – отношение парциального давления водяного пара (упругости водяного пара) e к его предельному значению E , выраженное в процентах.

9.1.2. Относительная влажность воздуха для любой задаваемой температуры наружного воздуха определяется расчетным путем по формуле:

$$\varphi = e/E \cdot 100\% \quad (9.1), \text{ где}$$

e и E – упругость водяного пара и ее предельное значение при данной расчетной температуре соответственно.

9.1.3. Величина упругости водяного пара при расчетной температуре определяется расчетным путем. Для этого выполняются следующие действия:

9.1.3.1. Из действующего издания СНиП «Строительная климатология» выбирается информация о среднемесячных величинах парциального давления (упругости) водяного пара и температурах наружного воздуха для рассматриваемого региона.

9.1.3.2. Полученные данные наносятся на график зависимости упругости водяного пара от температуры наружного воздуха (пример в табл. 9.1 и на рис. 9.1) и для полученной группы точек проводится логарифмическая линия тренда, которая затем, при необходимости, линейно экстраполируется в область максимальных расчетных температур наружного воздуха.

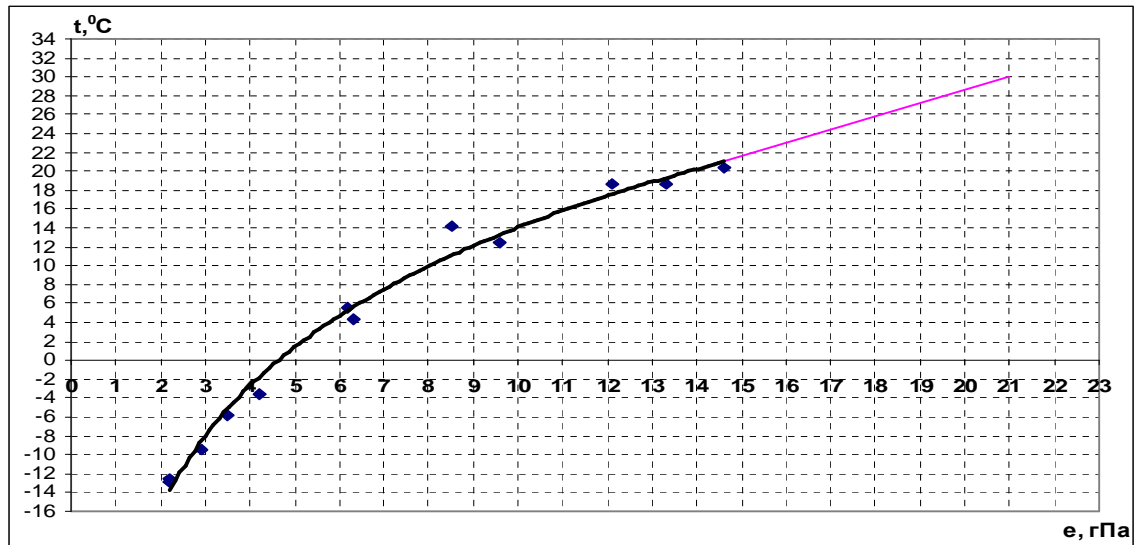


Рис. 9.1 Зависимость упругости водяного пара от температуры наружного воздуха.

Исходные данные

Табл. 9.1

Параметр	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Среднемес. темп. нар. возд., °C	-12,9	-12,5	-5,9	5,6	14,2	18,7	20,4	18,6	12,5	4,4	-3,5	-9,5
Среднемес. упруг. вод. пара., гПа	2,2	2,2	3,5	6,2	8,5	12,1	14,6	13,3	9,6	6,3	4,2	2,9

9.1.3.3. При заданной температуре наружного воздуха по построенному графику определяется соответствующая величина e .

9.1.4. Предельная величина упругости водяного пара при расчетной температуре определяется по данным таблицы 9.2.

9.2. Определение скорости ветра на высоте 2 метров над поверхностью земли (воды).

9.2.1. Расчетная скорость ветра может быть приближенно определена по формуле:

$$V_{h=2\text{м}} = k \cdot V_{h\text{ф}} \quad (9.2),$$

где $V_{h\text{ф}}$ – среднемесячные значения скорости ветра на высоте флюгера, принимаемые по данным действующих на территории России справочников по климату

k – коэффициент приведения скорости ветра на высоте флюгера к высоте 2 метра над поверхностью земли (воды).

9.2.2. В случае если высота флюгера указывается в действующих справочниках по климату диапазоном значений, в качестве расчетной высоты упрощенно принимается среднеарифметическая величина из приводимых высот.

Предельные значения упругости водяного пара

Табл. 9.2

Температура, °C	Максимальная упругость водяного пара $E, \text{гПа}$									
	Температура (десятые доли градуса), °C									
	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
5	8,7	8,8	8,8	8,9	9,0	9,0	9,1	9,2	9,2	9,3
6	9,4	9,4	9,5	9,5	9,6	9,7	9,7	9,8	9,9	10,0

7	10,0	10,1	10,2	10,2	10,3	10,4	10,4	10,5	10,6	10,6
8	10,7	10,8	10,9	11,0	11,0	11,1	11,2	11,2	11,3	11,4
9	11,5	11,6	11,6	11,7	11,8	11,9	12,0	12,0	12,1	12,2
10	12,3	12,4	12,4	12,5	12,6	12,7	12,8	12,9	13,0	13,0
11	13,1	13,2	13,3	13,4	13,5	13,6	13,7	13,8	13,8	13,9
12	14,0	14,1	14,2	14,3	14,4	14,5	14,6	14,7	14,8	14,9
13	15,0	15,1	15,2	15,3	15,4	15,5	15,6	15,7	15,8	15,9
14	16,0	16,1	16,2	16,3	16,4	16,5	16,6	16,7	16,8	17,0
15	17,1	17,2	17,3	17,4	17,5	17,6	17,7	17,8	18,0	18,1
16	18,2	18,3	18,4	18,5	18,7	18,8	18,9	19,0	19,1	19,3
17	19,4	19,5	19,6	19,8	19,9	20,0	20,1	20,3	20,4	20,5
18	20,6	20,8	20,9	21,0	21,2	21,3	21,4	21,6	21,7	21,8
19	22,0	22,1	22,3	22,4	22,5	22,7	22,8	23,0	23,1	23,2
20	23,4	23,5	23,7	23,8	24,0	24,1	24,3	24,4	24,6	24,7
21	24,9	25,0	25,2	25,4	25,5	25,7	25,8	26,0	26,1	26,3
22	26,5	26,6	26,8	26,9	27,1	27,3	27,4	27,6	27,8	27,9
23	28,1	28,3	28,5	28,6	28,8	29,0	29,2	29,3	29,5	29,7
24	29,9	30,0	30,2	30,4	30,6	30,8	31,0	31,1	31,3	31,5
25	31,7	31,9	32,1	32,3	32,5	32,7	32,9	33,0	33,2	33,4
26	33,6	33,8	34,0	34,2	34,4	34,6	34,9	35,1	35,3	35,5
27	35,7	35,9	36,1	36,3	36,5	36,8	37,0	37,2	37,4	37,6
28	37,8	38,1	38,3	38,5	38,7	39,0	39,2	39,4	39,6	39,9
29	40,1	40,3	40,6	40,8	41,0	41,3	41,5	41,8	42,0	42,2
30	42,5	42,7	43,0	43,2	43,5	43,7	44,0	44,2	44,5	44,7
31	45,0	45,2	45,5	45,8	46,0	46,3	46,5	46,8	47,1	47,3
32	47,6	47,9	48,1	48,4	48,7	49,0	49,2	49,5	49,8	50,1
33	50,4	50,6	50,9	51,2	51,5	51,8	52,1	52,4	52,7	53,0
34	53,3	53,6	53,8	54,2	54,5	54,8	55,1	55,4	55,7	56,0
35	56,3	56,6	56,9	57,2	57,6	57,9	58,2	58,5	58,8	59,2
36	59,5	59,8	60,1	60,5	60,8	61,1	61,5	61,8	62,2	62,5
37	62,8	63,2	63,5	63,9	64,2	64,6	64,9	65,3	65,6	66,0
38	66,3	66,7	67,0	67,4	67,8	68,2	68,5	68,9	69,3	69,6
39	70,0	70,4	70,8	71,1	71,5	71,9	72,3	72,7	73,1	73,5
40	73,6	74,2	74,6	75,0	75,4	75,8	76,2	76,6	77,1	77,5

9.3. Коэффициенты приведения k определяются по универсальным зависимостям, приведенным на рис. 9.2 и 9.3.

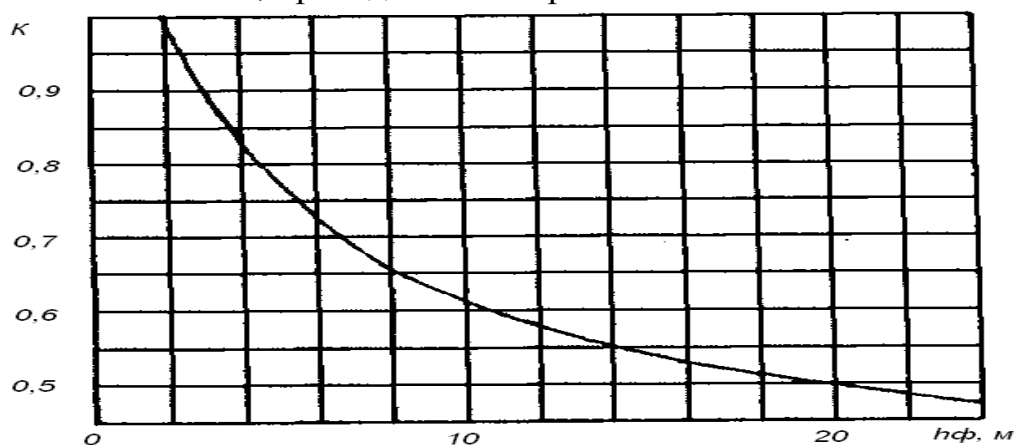


Рис.9.2. Приведение к скорости ветра на высоте 2 м. от поверхности земли

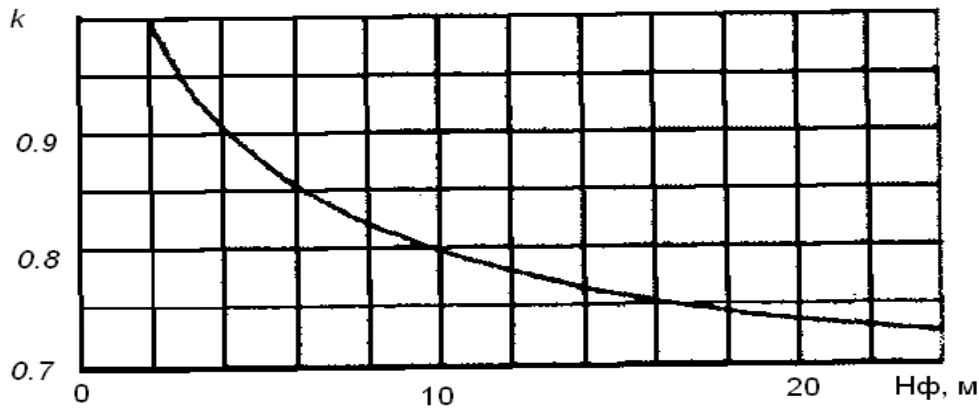


Рис.9.3. Приведение к скорости ветра на высоте 2 м. от поверхности воды

10. Определение величины ограничений установленной мощности для каждой энергоустановки и ГТПГ в целом.

10.1. Суммарная величина ограничений по ГТПГ в рассматриваемом подпериоде определяется как сумма ограничений каждой из энергоустановок, входящих в состав ГТПГ.

10.2. Суммарная величина ограничений мощности по каждой энергоустановке определяется как сумма собственных ограничений энергоустановки и долей общегрупповых (общестанционных) ограничений, приходящихся на данную установку.

10.3. Доли общегрупповых (общестанционных) ограничений, приходящиеся на каждую энергоустановку, определяются в соответствии с п. 5.4.2 настоящих Методических указаний на основании результатов расчетов распределения тепловых нагрузок между отборами турбин, РОУ и ПВК с использованием имеющихся диаграмм режимов (и другой нормативно-технической документации), а также результатов расчетов, выполняемых для определения величин ограничений по каждой из причин их вызывающих.

10.4. При наличии системных ограничений по группе оборудования (электростанции в целом) их определение и распределение между энергоустановками осуществляется ОАО «СО ЕЭС». При этом сама величина ограничений для каждой из энергоустановок по данной причине определяется в соответствии с п. 5.4.2 настоящих Методических указаний.

10.5. При оперативном планировании в случае нахождения энергоустановки (нескольких энергоустановок), имеющей (имеющих) долю в общегрупповых и (или) общестанционных ограничениях, в плановом (неплановом) останове (холодном резерве, вынужденном простое, плановом, аварийном или неотложном ремонтах), величина располагаемой мощности данной энергоустановки (нескольких энергоустановок), а также оставшихся в работе энергоустановок определяется с учетом упрощенного математического перераспределения относимых на данные единицы оборудования ограничений, имеющих статус общегрупповых или общестанционных, по следующим принципам:

10.5.1. В случае превышения суммарной установленной мощности, сниженной на величину собственных ограничений, энергоустановок,

находящихся в плановом (неплановом) останове, над суммарной величиной общегрупповых или общестанционных ограничений:

- Суммарная величина располагаемой мощности данных энергоустановок определяется как разница между вышеупомянутыми величинами, а распределение долей ограничений между ними осуществляется пропорционально их установленной электрической мощности.
- Для энергоустановок, остающихся в работе, доля общегрупповых или общестанционных ограничений равна нулю

10.5.2. В случае если суммарная установленная мощность, сниженная на величину собственных ограничений, энергоустановок, находящихся в плановом (неплановом) останове, ниже суммарной величины общегрупповых или общестанционных ограничений:

- Величина располагаемой мощности данных энергоустановок принимается равной нулю.
- Оставшаяся доля общегрупповых или общестанционных ограничений относится на энергоустановки, оставшиеся в работе и распределяется между ними пропорционально их установленной электрической мощности.

10.6. В случае если по какой-либо из входящих в ГТПГ энергоустановок по результатам расчетов ограничений по всем возможным причинам максимальная технически возможная мощность превышает установленную мощность, суммарная располагаемая мощность данной ГТПГ определяется с учетом данного превышения, но при этом она не может превышать суммарную установленную мощность ГТПГ.

При заполнении форм приложений 8,9 к настоящим Методическим указаниям по энергоустановкам, на которых максимальная технически возможная мощность превышает установленную, указывается величина превышения со знаком «минус».

11. Расчет обеспеченности электрической мощности системами технического водоснабжения.

11.1. Электростанции с циркуляционными системами водоснабжения.

11.1.1. Алгоритм расчета для электростанций с градирнями (брызгальными бассейнами).

11.1.1.1. Расчет проводится графоаналитическим методом.

11.1.1.2. Для электростанций с турбинами типа «ПТ», «П» и «Т» расчет проводится на полный состав работающего оборудования при расчетных тепловых нагрузках отборов, расходах пара в голову турбин и конденсатор, а также исходных электрических нагрузках, приведенных в форме согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

11.1.1.3. Для электростанций с турбинами типа «К» расчет проводится при расходах пара в голову турбины и в конденсатор, приведенных в форме согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

11.1.1.4. Расчетный расход воды в элементах циркуляционной системы W ($\text{м}^3/\text{ч}$) принимается на основании следующих значений:

- Суммарный номинальный расход воды через конденсаторы турбин;
- Суммарная производительность градирен (брызгальных бассейнов) с учетом схемы возврата охлаждающей воды после масло- и газоохладителей (далее МГО):
 - Фактическая, при наличии результатов комплексных испытаний, подтверждающих данное эксплуатационное состояние. При этом, в обязательном порядке должна использоваться перестроенная по результатам данных испытаний эксплуатационная характеристика (номограмма), то есть фактическое состояние должно быть зафиксировано нормативно-технической документацией;
 - Проектное, если градирни находятся в удовлетворительном состоянии, либо если фактическое состояние не зафиксировано в нормативно-технической документации. При этом, в обязательном порядке расчет проводится в соответствии с паспортными данными градирен и нормативными характеристиками (для брызгальных бассейнов – по контрольной номограмме согласно [б]) ;
- Суммарная производительность циркуляционных насосов с учетом схемы возврата охлаждающей воды после МГО;

Фактическая суммарная производительность циркуляционных насосов определяется в соответствии с утвержденной нормативно-технической документацией – характеристиками параллельной работы циркуляционных насосов и гидравлической характеристикой сети (учитываемыми, в том числе, и ограничения по пропускной способности трубопроводов и ограничения по допустимому количеству работающих насосов), построенной по результатам гидравлических испытаний сроком давности проведения не более 5 лет, проведенных организацией, имеющей лицензию на осуществление такого рода деятельности.

При отсутствии результатов гидравлических испытаний, соответствующих предъявляемым требованиям, а также при отсутствии характеристик параллельной работы циркуляционных насосов суммарная производительность определяется как сумма номинальных производительностей каждого из насосов согласно паспортным данным.

- В частном случае при наличии ограничений по расходу добавочной воды, подтвержденных соответствующими документами, максимальный расчетный расход воды в

циркуляционной системе определяется с учетом потерь воды в градирнях на испарение и капельный унос исходя из обеспечения материального баланса в циркуляционной системе. При этом в обязательном порядке должны быть представлены краткосрочные (не более двух лет) мероприятия по сокращению потерь воды.

11.1.1.5. Распределение гидравлической нагрузки (определенного расчетного расхода воды) между гидроохладителями может осуществляться двумя способами:

- На основании результатов натурных испытаний сроком давности проведения не более 5 лет, проведенных организацией, имеющей лицензию на осуществление такого рода деятельности, с учетом особенности схемы технического водоснабжения и расположения (удаленности) конденсаторов от централизованной насосной станции (далее ЦНС) и градирен в сети;
- Пропорционально номинальной проектной производительности в случае отсутствия таких испытаний:

$$W_i = (W_i^n / \sum_{i=1}^n W_i^n) \cdot W \quad (11.1)$$

где W – расчетный расход воды в циркуляционной системе, м³/ч;

W_i^n – проектный расход воды через гидроохладитель, м³/ч;

W_i – расчетный расход воды через гидроохладитель, м³/ч;

11.1.1.6. Распределение расчетного расхода охлаждающей воды между конденсаторами может осуществляться следующим образом:

- Для схем циркуляционного водоснабжения с поперечными связями (при наличии ЦНС) – пропорционально номинальному расходу воды через конденсаторы турбин согласно паспортным данным;

$$W_{kj} = (W_{kj}^n / \sum_{j=1}^n W_{kj}^n) \cdot W \quad (11.2)$$

где W_{kj}^n – номинальный расход охлаждающей воды через конденсатор турбины, м³/ч;

W_{kj} – расчетный расход охлаждающей воды через конденсатор турбины, м³/ч;

- Для блочных схем циркуляционного водоснабжения – пропорционально подаче циркуляционных насосов;

11.1.1.7. Определяется тепловая нагрузка циркуляционной системы по формуле:

$$U_0 = \sum_{j=1}^n (D_{kj} \cdot \Delta i_j), \quad \text{Мкал/ч} \quad (11.3)$$

где D_{kj} – расход пара в конденсатор турбины, т/ч;

Δi_j – разность теплосодержаний отработавшего пара и конденсата, ккал/кг;

11.1.1.8. Определяются удельная тепловая нагрузка циркуляционной системы и средневзвешенный перепад температур воды при

охлаждении в гидроохладителях по формулам 11.4 и 11.5 соответственно:

$$u_{cp} = \frac{U_0}{\sum_{j=1}^m F_i}, \quad \text{Мкал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч}) \quad (11.4)$$

$$\Delta t^{ce} = \frac{u_{cp} \cdot \sum_{j=1}^m F_i}{g \cdot C \cdot W}, \quad ^\circ\text{C} \quad (11.5)$$

где F_i – площадь орошения градирни (общая площадь брызгального бассейна), м^2 ;

γ – удельный вес нагретой воды при ее расчетной температуре, $\text{кг}/\text{м}^3$;

C – удельная теплоемкость воды, $\text{ккал}/(\text{кг} \cdot ^\circ\text{C})$;

Для упрощения произведение $g \cdot C$ принимается равным 1, при этом величина u_{cp} подставляется в формулу 11.5 с размерностью $\text{Мкал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$.

11.1.1.9. Задаются несколько произвольных значений температуры наружного воздуха с шагом, например, 5°C в диапазоне от 0°C до величины температуры, превышающей максимальную расчетную температуру наружного воздуха самого жаркого месяца.

Для задаваемых значений температур проводится расчет относительной влажности наружного воздуха, и, кроме того, определяется величина скорости ветра на высоте 2 метра от поверхности земли согласно положениям главы 8 Методических указаний.

11.1.1.10. По рассчитанной согласно п. 11.1.1.8 настоящих Методических указаний величине удельных тепловых нагрузок для принятых в п. 11.1.1.9 настоящих Методических указаний температур и расчетных значений влажности по номограммам (в качестве источников могут служить: нормативно-техническая документация электростанции, [2], [7], [6]) для соответствующих типов градирен (брызгального бассейна) определяются соответствующие значения температуры воды на выходе из градирен t_{2i} ($^\circ\text{C}$). Аналогичным образом находятся при тех же самых величинах температур и влажности значения t_{2i} для нескольких произвольных величин удельных тепловых нагрузок, меньших определенной в п. 11.1.1.8 настоящих Методических указаний, с шагом, например, $10 \text{ Мкал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$.

11.1.1.11. Алгоритм определения величины t_{2i} состоит в следующем:

– Для схемы с градирнями:

Для заданных значений температуры наружного воздуха, относительной влажности воздуха и величины произведения плотности орошения q ($\text{м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{ч}$) на средневзвешенный перепад температур Δt ($^\circ\text{C}$), численно равного величине удельных тепловых нагрузок U_{cp} , по соответствующей для данного типа градирен номограмме определяется величина температуры охлаждающей воды на выходе из градирни (Рис. 11.1а).

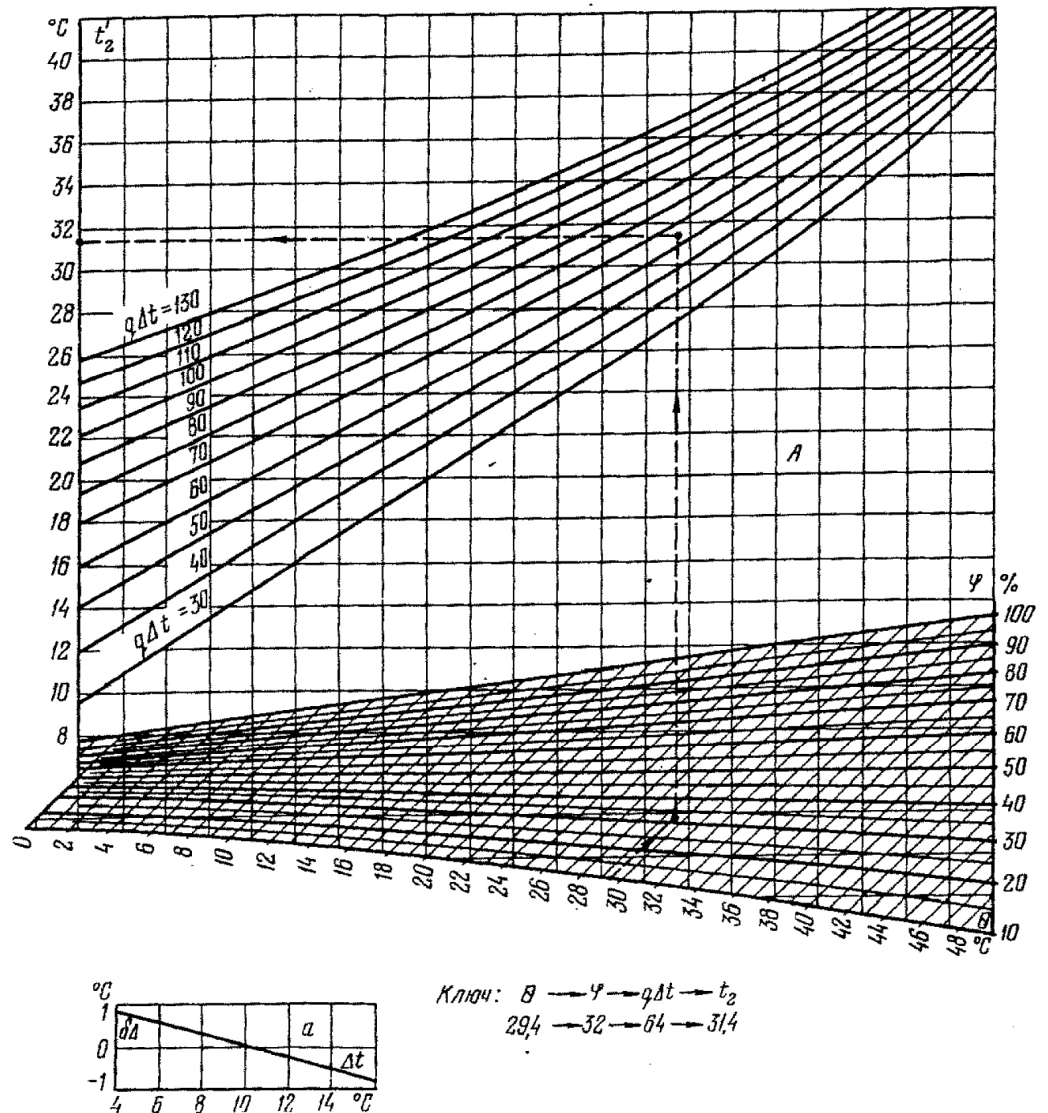


Рис. 11.1а. Пример работы с номограммой градирни.

Полученная величина корректируется с учетом поправок. При этом учитываются только поправки на скорость ветра, а также на расчетный средневзвешенный перепад температур воды при охлаждении в гидроохладителях, определяемые по прилагаемым к номограммам кривым.

В случае если расчетная величина $U_{\text{ср}}$ оказалась выше максимальной по номограмме величины произведения qDt , необходимо последовательно уменьшать паровые нагрузки на конденсаторы до тех пор, пока расчетная величина не окажется в рабочем поле номограммы. При этом еще до проведения расчетов появится некоторая величина ограничений по системе технического водоснабжения.

– Для схемы с брызгальными бассейнами [6]:

Для заданных значений температуры наружного воздуха, относительной влажности воздуха, плотности орошения q ($\text{м}^3/\text{м}^2 \cdot \text{ч}$), определяемой как отношение часового расхода воды к общей площади брызгального бассейна, ограниченного радиусом

разбрызгивания крайних сопел, средневзвешенного перепада температур Δt ($^{\circ}\text{C}$), численно равного величине удельных тепловых нагрузок $U_{\text{ср}}$, по номограмме для брызгального бассейна определяется величина температуры охлаждающей воды на выходе из брызгального бассейна.

Алгоритм теплового расчета брызгального бассейна приведен в [6] (п. 7.2.4).

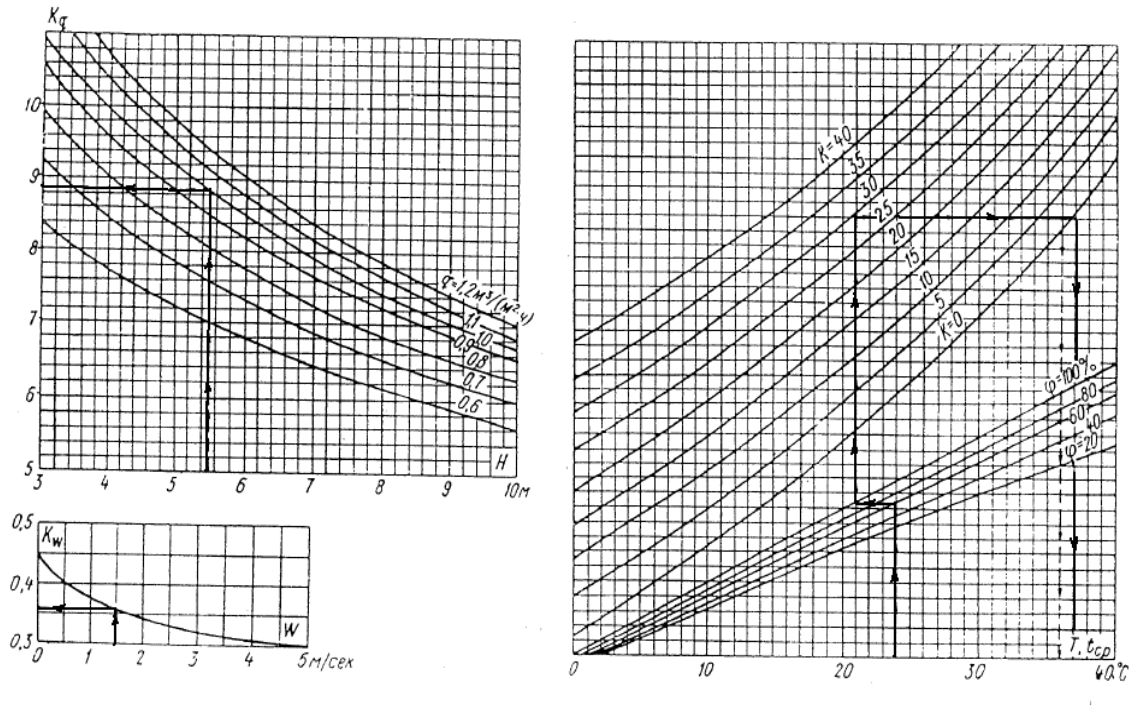


Рис. 11.16. Пример работы с номограммой для брызгального бассейна (частный случай).

11.1.1.12. По определенным в п.п. 11.1.1.10-11.1.1.11 настоящих Методических указаний для каждой из градирен (брызгальных бассейнов) значениям температуры воды на выходе из градирни t_{2i} для каждой величины удельных тепловых нагрузок и сочетания метеорологических параметров определяется средневзвешенная температура воды после гидроохладителей.

$$t_2^{\text{ср}} = \sum (t_{2i} W_i) / W, \text{ } ^{\circ}\text{C} \quad (11.6)$$

11.1.1.13. Учет дополнительных влияющих факторов (отбор воды для технического водоснабжения МГО, учет параметров добавочной воды и пр.) для упрощения расчетов осуществляется следующим образом:

- При схеме технического водоснабжения МГО с возвратом воды на всас циркуляционных насосов, в виду незначительности воздействия температуры возвращаемой воды на общую температуру воды на входе в конденсаторы, учитывается только величина расхода воды, что актуально в случаях, когда основным фактором, ограничивающим максимальный расчетный расход воды в циркуляционной системе, является недостаточная производительность циркуляционных насосов.

– Величина расхода воды на МГО определяется согласно паспортным характеристикам оборудования и, в виду не учета температурного воздействия, соответствует номинальному значению. Расход воды на МГО турбин с противодавлением, газовых турбин (то есть турбин, не учитываемых в расчете обеспеченности мощности системами технического водоснабжения) также должен включаться в суммарную величину расхода воды. При этом для турбин типа Р, имеющих в расчетном подпериоде ограничения в размере полной установленной мощности в связи с отсутствием тепловых нагрузок, величина расхода воды на МГО не учитывается, а при наличии тепловых нагрузок расход принимается с учетом величины этих нагрузок.

– При схеме технического водоснабжения МГО с возвратом воды перед градирнями (брызгальными бассейнами), когда прошедшая МГО вода поступает в напорные водоводы и охлаждается в гидроохладителях, учет температурного воздействия также не производится, а расход воды через гидроохладители равен сумме расходов воды через конденсаторы турбин и расхода воды на МГО).

– Влияние температуры подпиточной (добавочной) воды на температуру воды в циркуляционной системе для упрощения расчетов не учитывается (кроме случаев, когда на электростанции имеется дефицит добавочной воды).

11.1.1.14. Полученные в п. 11.1.1.12 настоящих Методических указаний значения заносятся в таблицу, на основании которой при фиксированных значениях температуры наружного воздуха на поле диаграммы наносятся значения U_{cp} и соответствующие им значения t_2^{cb} , то есть осуществляется построение зависимости $t_2^{cb} = f(u_{cp}, \theta)$, состоящей из изолиний постоянных температур.

11.1.1.15. Целью дальнейшего расчета является определение максимально допустимых значений температуры охлаждающей воды по каждому турбоагрегату, при превышении которых на турбоагрегатах появляются ограничения паровой нагрузки и, соответственно, электрической мощности.

Проверка осуществляется по следующим критериям:

– по условиям предельно допустимого давления отработавшего пара в конденсаторах турбин $p_2 = 12$ кПа (0,12 кгс/см²), $t_{np}'' = 49,1^\circ\text{C}$ (данные параметры установлены для большинства турбин). Также возможны и другие ограничивающие значения давлений отработавшего пара (например, для турбоагрегатов среднего давления, с ухудшенным вакуумом и др.). В частных случаях, в зависимости от схемы, возможен критерий по максимально допустимому значению температуры охлаждающей воды по техническим условиям работы фильтров БОУ $t_2 = 40,0^\circ\text{C}$.

– по техническим условиям эксплуатации МГО $t_2^{cb} \leq 33$ °С. Данное условие не учитывается в случаях, когда охлаждение МГО производится от постороннего источника охлаждающей воды.

11.1.1.16. Алгоритм определения предельных значений (построения линии ограничений) по условиям достижения предельно допустимого давления отработавшего пара в конденсаторах турбин и эксплуатации МГО состоит в следующем:

Задаем несколько произвольными значениями температуры воды перед конденсаторами t_2^{cb} .

Для каждой турбины при каждом задаваемом значении t_2^{cb} определяем температуру насыщенного пара в конденсаторе по формуле:

$$t_n'' = t_2^{cb} + \Delta t_{kj}^p + \delta t_j^p, \text{ °С} \quad (11.7)$$

В формуле (11.7):

Δt_{kj}^p – нагрев воды в конденсаторе турбины, определяемый по формуле:

$$\Delta t_{kj}^p = (D_{kj}^p \Delta i_j) / W_{kj}, \text{ °С} \quad (11.8)$$

где D_{kj}^p – расчетный расход пара в конденсатор турбины согласно п.п. 11.1.1.2 и 11.1.1.3 настоящих Методических указаний (тонн/ч);

W_{kj} – расход охлаждающей воды в конденсатор, определенный в п. 11.1.1.6 настоящих Методических указаний (м³/ч);

Δi_j – разность теплосодержаний отработавшего пара и конденсата, принимаемая по характеристике конденсатора в зависимости от типа и режима работы турбины, ккал/кг. Величина принимается равной 535 ккал/кг для турбин, работающих в конденсационном режиме, и 550 ккал/кг для турбин, работающих в теплофикационном режиме.

δt_j^p – температурный напор конденсатора, °С.

Температурный напор конденсатора определяется по характеристикам конденсатора (паспортным заводским, либо действующей нормативно-технической документации электростанции). Дополнительные поправки на фактическое состояние конденсатора, не учтенные в имеющейся на электростанции нормативно-технической документации, в расчете учитываться не должны.

Пример работы с характеристикой конденсатора представлен на рис. 11.2.

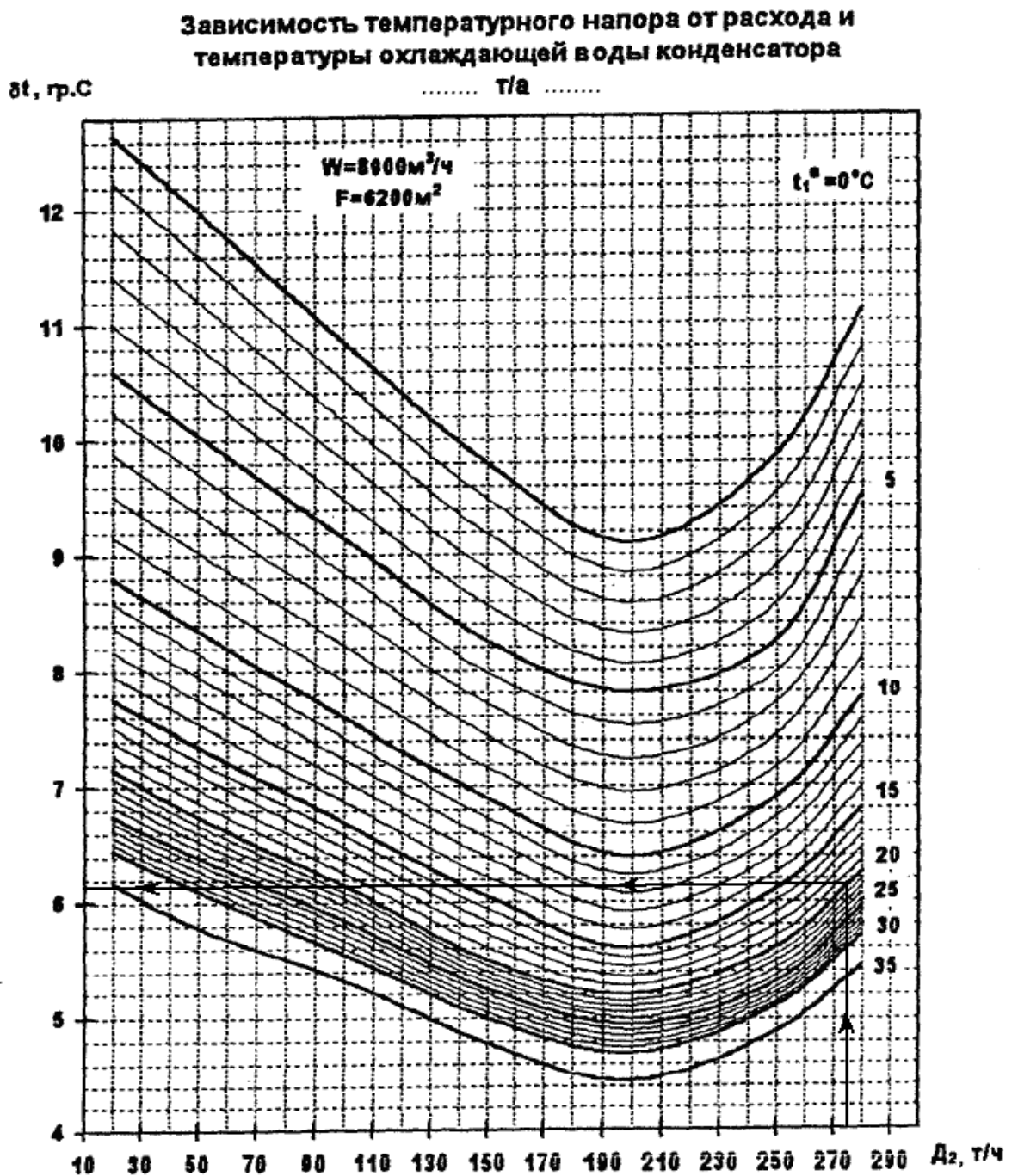


Рис. 11.2. Пример определения температурного напора по характеристике конденсатора.

Каждый конденсатор представлен набором характеристик, построенных при различных значениях расчетного расхода воды через конденсатор и площадях поверхности охлаждения.

Для определения температурных напоров конденсаторов необходимо использовать характеристику, построенную для соответствующей площади поверхности и расхода воды, наиболее приближенного арифметически к расчетному расходу воды W_{kj} , полученному в п. 11.1.1.6 настоящих Методических указаний.

После выбора характеристики по каждой турбине на основании имеющейся расчетной величины расхода пара в конденсатор для

каждого из задаваемых значений t_2^{c6} определяется температурный напор конденсатора.

По полученным по формуле (11.7) значениям температуры насыщения строится график зависимости $t_n'' = f(t_2^{c6})$, на который также наносится граничная линия, соответствующая величине $t_n'' = t_{np}'' = 49,1^\circ\text{C}$ (или другой ограничивающей величине).

По графику определяем для каждой турбины в точке пересечения линии зависимости $t_n'' = f(t_2^{c6})$ с граничной линией ($49,1^\circ\text{C}$ или другая величина) значения t_2^{c6} , которые являются для каждой турбины граничными точками, указывающими на то, что при превышении температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор относительно этой величины t_2^{c6} необходимо снижать расход пара в конденсатор, а соответственно, при заданных тепловых нагрузках, и расход свежего пара в голову турбины, что приведет к соответствующему снижению электрической мощности (появлению ограничений). По новым расчетным значениям t_2^{c6} (расчетными значениями t_2^{c6} для каждой из турбин далее являются полученные точки перегиба для всех турбин и точка $t_2^{c6} = 33^\circ\text{C}$) для каждой турбины осуществляется расчет по формуле (11.7) новых значений t_n'' . Кроме того, для каждой турбины определяются значения t_n'' , соответствующие $t_2^{c6} = 33^\circ\text{C}$ (по условиям эксплуатации МГО).

Для каждой турбины по полученным значениям t_2^{c6} (расчетными значениями t_2^{c6} для каждой из турбин далее являются полученные точки перегиба для всех турбин и точка $t_2^{c6} = 33^\circ\text{C}$), t_n'' (включая величину t_n'' , соответствующую $t_2^{c6} = 33^\circ\text{C}$) определяются допустимые величины расходов пара в конденсатор путем расчета коэффициентов снижения паровой нагрузки конденсатора по формуле:

$$c_j = \frac{t_{np}'' - t_2^{c6}}{t_n'' - t_2^{c6}}, \quad (11.9)$$

где $t_{np}'' = 49,1^\circ\text{C}$ (или другой ограничивающей величине).

По полученным коэффициентам определяем допустимый расход пара в конденсатор каждой из турбин, причем, при коэффициентах $c_j \geq 1$, $D_{kj} = D_{kj}^p$. Поскольку принимавшиеся в качестве исходных данных величины D_{kj}^p (а, следовательно, расходы в голову турбин и электрическая нагрузка) соответствовали максимальным технически возможным значениям, электрическая нагрузка может превышать величину установленной мощности для турбин типа «ПТ» и «Т»).

При коэффициентах $c_j < 1$ величины допустимых расходов пара в конденсатор определяются по формуле:

$$D_{kj} = \chi_j D_{kj}^p, \quad \text{тонн/ч} \quad (11.10)$$

Для соответствующих значений t_2^{c6} по полученным значениям D_{kj} определяются значения удельной тепловой нагрузки гидроохладителей по формуле:

$$u_{cp}^i = (\sum D_{kj} \Delta i_j) / \sum F_i, \quad \text{Мкал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч}) \quad (11.11)$$

Полученные по формуле 11.11 значения u_{cp}^i и соответствующие им значения t_2^{c6} (включая $t_2^{c6} = 33^\circ\text{C}$) откладываются на ранее построенном графике зависимости $t_2^{c6} = f(u_{cp}, \theta)$.

11.1.1.17. По графику методом интерполяции определяются величины температур наружного воздуха, проходящие через каждую точку перегиба.

11.1.1.18. В случае, если в расчетном подпериоде расчетная температура наружного воздуха выше максимальной из температур, полученных по графику в п. 11.1.1.17 настоящих Методических указаний, необходимо определить дополнительные точки.

Для этого на графике проводится линия $t_2^{c6} = 33^\circ\text{C}$ и определяются значения u_{cp}^i , соответствующие точкам пересечения данной линии с изолиниями температур наружного воздуха.

Количество дополнительных точек равно числу точек пересечения изолиний температур с линией $t_2^{c6} = 33^\circ\text{C}$, находящихся на данной линии левее температуры в точке перегиба при $t_2^{c6} = 33^\circ\text{C}$, и правее точки пересечения с этой линией первой изолинии температуры, превышающей расчетное значение температуры наружного воздуха.

При этом величина допустимого расхода пара в конденсатор для каждой из таких точек определяется по формуле:

$$D_{kj} = \left(\frac{u_{cp}^i}{u_{cp}^{oep}} \right) \cdot D_{kj}^{oep}, \quad \text{тонн/ч} \quad (11.12)$$

где u_{cp}^i – величина удельной тепловой нагрузки, определяемая графически в каждой из точек пересечения;

u_{cp}^{oep} и D_{kj}^{oep} – величина удельной тепловой нагрузки и допустимый расход пара в конденсатор, определенные для каждой турбины в точке пересечения линии ограничения с линией $t_2^{c6} = 33^\circ\text{C}$.

11.1.1.19. По каждой турбине для всех полученных значений D_{kj} определяются величины расходов пара в голову турбин по формуле:

$$D_{0j} = \frac{D_{kj} + D_{Tj} + D_{Пj}}{1 - k_{pez}}, \quad \text{тонн/ч} \quad (11.13)$$

где D_{Tj} и $D_{Пj}$ – соответственно нагрузки производственных и отопительных отборов согласно прогнозу распределения тепловых нагрузок;

k_{pez} – коэффициент, отражающий долю расхода пара на регенерацию от общего расхода свежего пара в голову турбины, определяемый в соответствии с п. 5.8.4 настоящих Методических указаний.

Для упрощения осуществления обратного перехода от расхода пара в конденсатор к расходу пара в голову турбины во избежание возможного итерационного процесса при работе с нормативными характеристиками рекомендуется использовать приведенную в п. 5.8.4 настоящих Методических указаний фиксированную величину доли расхода пара на регенерацию. Однако, если при осуществлении распределения тепловых нагрузок между отборами, РОУ и ПВК, учет расхода пара на регенерацию проводился с использованием нормативных характеристик, учет расхода на регенерацию при обратном переходе также должен осуществляться с помощью характеристик.

В случае если в процессе расчета при каком-либо значении температуры t_2^{c6} для турбины типа «ПТ» при полученном сочетании величин расходов пара в голову турбины, в производственный и отопительный отборы выявляется технически нереализуемый режим, то есть максимально-допустимый расход пара в производственный отбор в точке, в которой определяется электрическая нагрузка в нижней части диаграммы, меньше заданной величины расхода пара в производственный отбор, в расчет необходимо внести соответствующие корректировки:

- Путем перераспределения расходов пара в теплофикационные и производственные отборы между турбинами при сохранении полученных значений D_{kj} , то есть только за счет изменения расходов пара в голову турбин, если существует такая техническая возможность.

При этом проводится пересчет значений расходов пара в голову и электрической нагрузки для всех значений t_2^{c6} для каждой турбины, участвовавшей в таком перераспределении с сохранением расходов пара в конденсатор.

- В случае невозможности перераспределения расходов пара в теплофикационные и производственные отборы с сохранением расчетных значений D_{kj} для каждой турбины, путем изменения распределения тепловых нагрузок между отборами турбин и повторения расчета сначала.

- В случае получения аналогичной ситуации по результатам выполнения предыдущих действий, путем перевода части нагрузки на РОУ.

Величина перераспределения должна обеспечивать возвращение вышеупомянутого сочетания параметров в область реализуемых режимов.

11.1.1.20. Для полученных величин расходов пара в голову турбин при известных величинах отпуска пара из производственных и теплофикационных отборов по энергетическим характеристикам для каждой турбины определяем электрическую нагрузку.

11.1.1.21. При построении итоговых графиков учитываются поправки на изменение давления пара в конденсаторе DN_{P2} , определяемые по нормативным характеристикам конденсаторов, либо через величины температур насыщенного пара в конденсаторах, определенных с учетом снижения паровой нагрузки конденсатора при определенных значениях $t_2^{св}$.

11.1.1.22. Для каждой турбины по известным величинам полученных методом интерполяции температур наружного воздуха в точках перегиба, а также температур наружного воздуха в дополнительных точках, и по соответствующим им рассчитанным в п.п. 11.1.1.18-11.1.1.21 настоящих Методических указаний величинам электрической мощности в общей системе координат строится зависимость электрической мощности от температуры наружного воздуха. На основании зависимостей для каждой турбины отдельно строится суммарная зависимость в целом по станции для данного расчетного подпериода.

11.1.1.23. Итоговая величина ограничений определяется графически путем наложения расчетной температуры наружного воздуха на итоговый график для расчетного подпериода. При этом на график наносится линия, соответствующая суммарной установленной мощности всех энергоустановок электростанции, учитываемых в расчете (турбоустановки которых имеют конденсаторы, подключенные к системе технического водоснабжения).

11.1.1.24. Итоговая величина ограничений определяется как разность между значением установленной мощности всех энергоустановок электростанции, учитываемых в расчете, и величиной электрической мощности по графику при расчетной температуре наружного воздуха.

11.1.1.25. В случае если полученная в расчетной точке располагаемая мощность выше номинальной (для машин типа «ПТ» и «Т»), ограничения принимаются равными нулю.

11.1.1.26. Выбор кода причины ограничения осуществляется исходя из анализа того, каким фактором обусловлен выбор максимального расчетного расхода воды в элементах циркуляционной системы. Если количественные (расход воды) характеристики соответствуют номинальным параметрам оборудования, применяется код причины «Повышение температуры охлаждающей воды на входе в конденсаторы».

11.1.1.27. Величина ограничений, связанных с расчетом обеспеченности электрической мощности системой технического водоснабжения, равна величине, полученной по графику согласно п. 11.1.1.23 настоящих Методических указаний только в случае, когда электрическая мощность каждой энергоустановки, соответствующая расходам пара в голову и конденсатор турбины согласно исходным данным для расчета, не меньше ее номинальной величины. В случае, если исходная электрическая мощность по какой-либо энергоустановке меньше

номинальной по причинам, не связанным с работой системы технического водоснабжения (расчет проведен на сниженные расходы пара в конденсатор), результирующая величина ограничений по обеспеченности электрической мощности системами технического водоснабжения определяется с учетом п. 5.4 настоящих Методических указаний.

11.1.1.28. Ограничения установленной мощности, связанные с работой систем технического водоснабжения, в целом по ГТПГ определяются путем суммирования соответствующих ограничений по каждой относящейся к данной ГТПГ энергоустановке, определяемых при расчетной температуре наружного воздуха по графикам, построенным в п. 11.1.1.22 настоящих Методических указаний.

11.1.2. Алгоритм расчета для электростанций с прудами (водохранилищами) – охладителями.

11.1.2.1. Классификация водохранилищ-охладителей, принята в соответствии с рекомендациями ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева – по форме и схеме расположения водовыпускных и водозаборных сооружений [4]:

– Водохранилища вытянутые узкие (рис.11.3), $B/L < 0,2$ (где B и L – соответственно ширина и длина водохранилища, км).

Схема а. С продольным движением потока. Водовыпускное и водозаборное сооружения расположены в противоположных концах водохранилища.

Схема б. С продольным движением потока в одной части и тупиковой зоной в другой. Водовыпускное и водозаборное сооружения расположены так, что транзитная зона занимает часть площади водоема.

Схема в. С продольным движением потока. Водовыпускные сооружения расположены в противоположных концах водохранилища, а водозаборное – в средней части.

– Водохранилища вытянутые широкие, $0,2 < B/L < 0,5$ (рис. 11.4).

Схема а. С продольным движением потока по всей длине. Водовыпускное и водозаборное сооружения расположены в противоположных концах водохранилища.

Схема б. С продольным или круговым движением потока в одной части и тупиковой зоной в другой. Водовыпускное и водозаборное сооружения расположены в средней части водохранилища.

Схема в. С продольным движением потока. Водовыпускные сооружения располагаются в противоположных концах водохранилища, а водозаборное – в средней части.

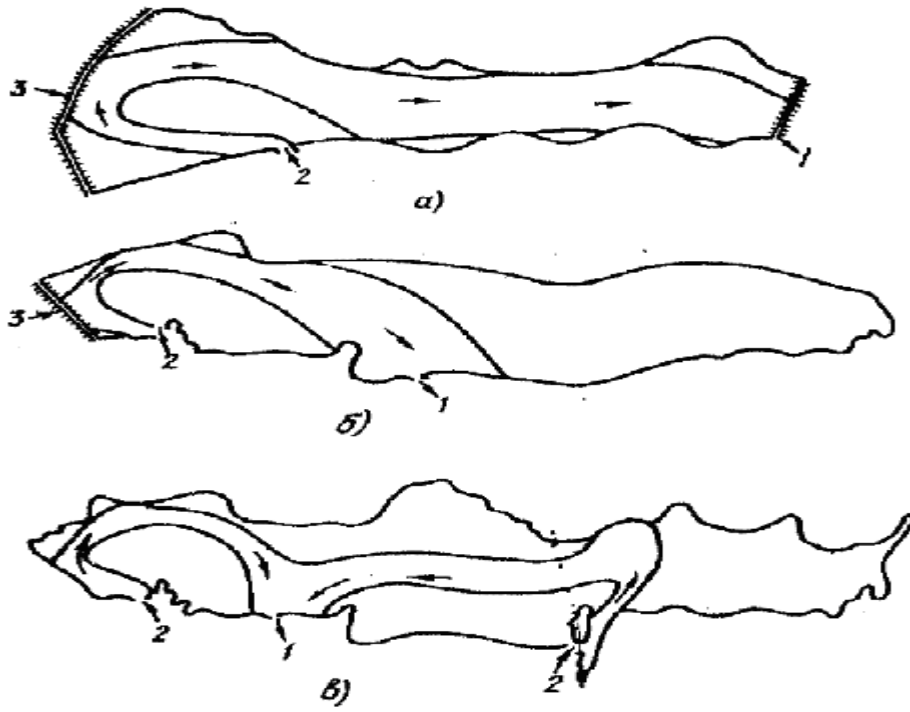


Рис.11.3. Схемы расположения (а, б, в) водозаборных и водовыпускных сооружений на вытянутых узких водохранилищах (1 – водозаборное сооружение; 2 – водовыпускное сооружение; 3 – плотина).

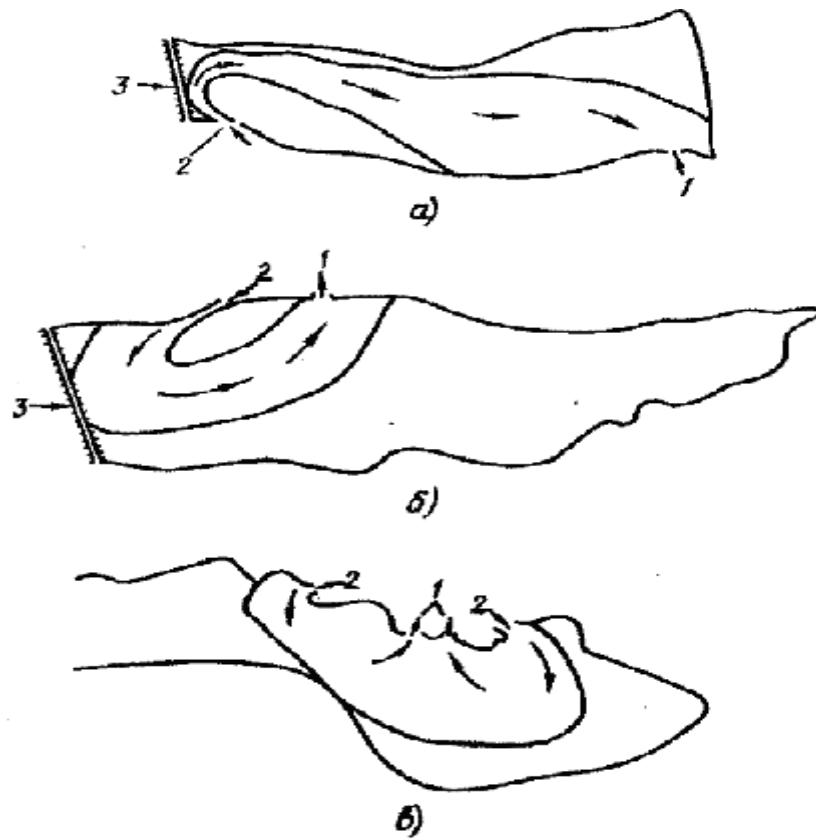


Рис.11.4. Схемы расположения (а, б, в) водозаборных и водовыпускных сооружений на вытянутых широких водохранилищах (1 – водозаборное сооружение; 2 – водовыпускное сооружение; 3 – плотина).

– Водохранилища округлые (правильной или неправильной формы), $0,5 < B/L < 1$ (рис.11.5).

Схема *а*. С поперечным движением потока. Водовыпускное и водозаборное сооружения расположены на противоположных берегах.

Схема *б*. С круговым движением потока, формируемым струенаправляющими дамбами или сооружениями. Водовыпускные и водозаборные сооружения примыкают к ТЭС.

Схема *в*. С круговым движением потока и тупиковыми зонами. Водовыпускное и водозаборное сооружения расположены вблизи ТЭС.

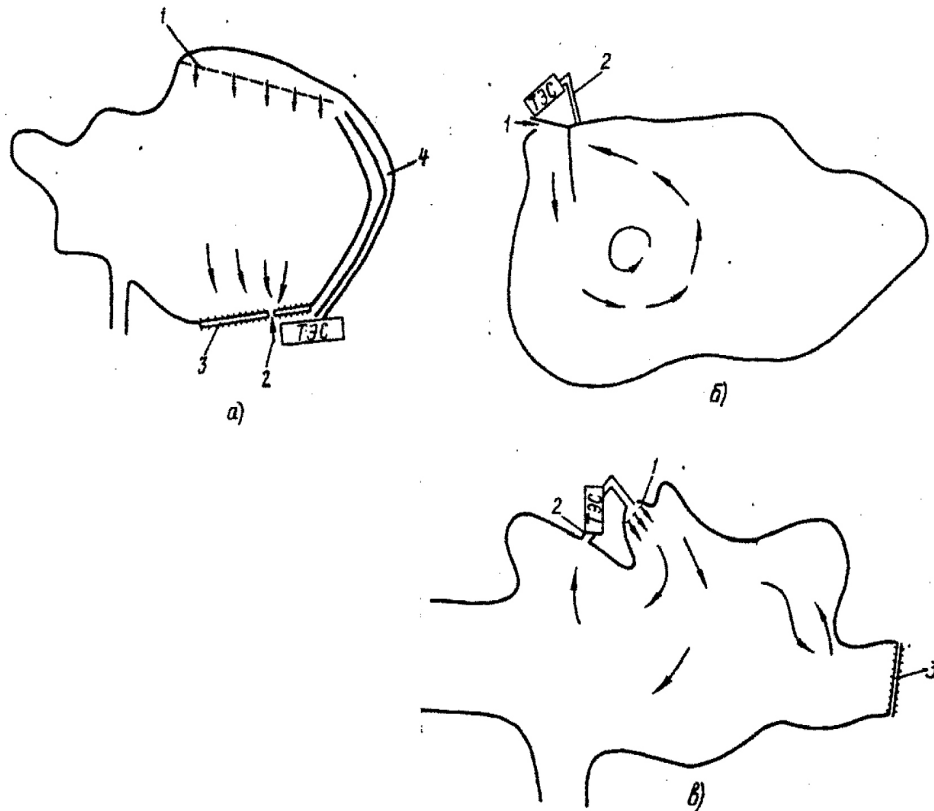


Рис.11.5. Схемы расположения (*а, б, в*) водозаборных и водовыпускных сооружений на округлых (правильной или неправильной формы) водохранилищах (1 – водовыпускное сооружение; 2 – водозаборное сооружение; 3 – плотина)

– Водохранилища искусственные наливные, $0,2 < B/L < 0,5$ (рис.11.6).

Схемы *а, б*. Вытянутое широкое с продольным движением потока. Водовыпускное и водозаборное сооружения расположены на противоположных концах.

Схема *в*. Вытянутое, симметрично расширяющееся.

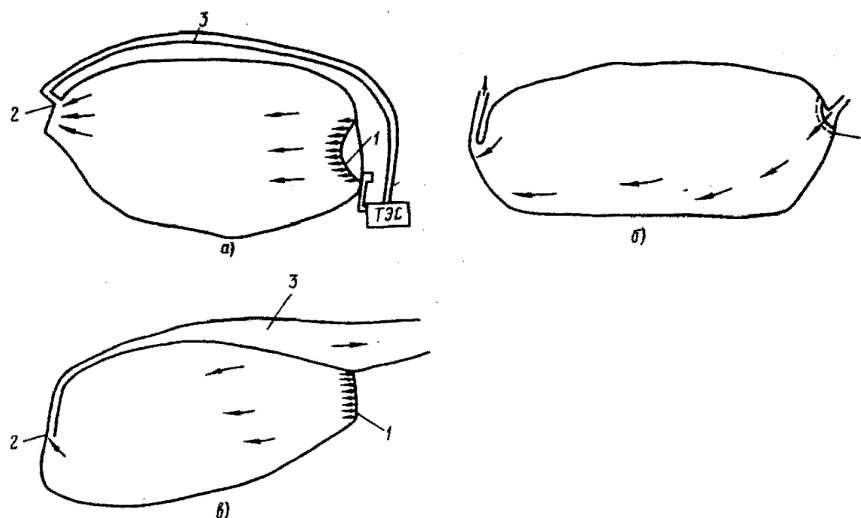


Рис.11.6. Схемы расположения (а, б, в) водозаборных и водовыпускных сооружений на наливных водохранилищах (1 – водовыпускное сооружение; 2 – водозаборное сооружение; 3 – водоотводящий канал)

11.1.2.2. Коэффициенты эффективности для каждой схемы циркуляции в водохранилищах-водоохладителях приведены в таблице 11.1. [5]

Таблица 11.1. Коэффициент эффективности $K_{эф}$ водохранилищ-охладителей

Схема по рисунку	Схема водохранилища-охладителя	$K_{эф}$
Рис.11.3	Вытянутое узкое, $B/L < 0,2$	
а	С продольным движением потока. Водовыпускное и водозаборное сооружения расположены в противоположных концах водохранилища	0,8
б	С продольным движением потока в одной части и тупиковой зоной в другой. Водовыпускное и водозаборное сооружения расположены так, что транзитная зона занимает часть площади водоема	0,7
в	С продольным движением потока. Водовыпускные сооружения расположены в противоположных концах водохранилища, водозаборное – в средней части	0,8
Рис.11.4	Вытянутое широкое, $0,2 < B/L < 0,5$	
а	С продольным движением потока по всей длине. Водовыпускное и водозаборное сооружения расположены в противоположных концах водохранилища	0,7
б	С продольным или круговым движением потока в одной части и тупиковой зоной в другой. Водовыпускное и водозаборное сооружения расположены в средней части водохранилища	0,6
в	С продольным движением потока. Водовыпускные сооружения расположены в противоположных концах водохранилища, а водозаборное – в средней части	0,65
Рис.11.5	Водохранилище округлое (правильной, или	

	неправильной формы) $0,5 < B/L < 1$	
<i>a</i>	С поперечным движением потока. Водовыпускное и водозаборное сооружения расположены на противоположных берегах	0,75
<i>б</i>	С круговым движением потока, формируемым струенаправляющими дамбами или сооружениями. Водовыпускные и водозаборные сооружения прилегают к ТЭС	0,85
<i>B</i>	С круговым движением потока и тупиковыми зонами. Водовыпускное и водозаборное сооружения расположены вблизи ТЭС	0,8
Рис.11.6	Искусственные наливные, $0,2 < B/L < 0,5$	
<i>a, б</i>	Вытянутое широкое с предельным движением потока. Водовыпускное и водозаборное сооружения расположены на противоположных концах водохранилища	0,8

11.1.2.3. Расчет проводится графоаналитическим методом.

11.1.2.4. Для электростанций с турбинами типа «ПТ», «П», и «Т» расчет проводится на полный состав работающего оборудования при расчетных тепловых нагрузках отборов, расходах пара в голову турбин и конденсатор, а также исходных электрических нагрузках, приведенных в форме согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

11.1.2.5. Для электростанций с турбинами типа «К» расчет проводится при расходах пара в голову турбины и в конденсатор, приведенных в форме согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

11.1.2.6. По отношению ширины к длине водохранилища (B/L) и расположению водозаборных и водовыпускных сооружений по приведенной в п. 11.1.2.1 настоящих Методических указаний классификации определяется схема циркуляции, к которой относится водохранилище-охладитель.

11.1.2.7. Для выбранной схемы циркуляции по табл. 11.1 выбирается коэффициент эффективности. По известной площади водохранилища-охладителя Ω с учетом его эффективности определяется площадь активной зоны по формуле:

$$\Omega_{акт} = k_{эф} \cdot \Omega, \text{ км}^2 \quad (11.14)$$

11.1.2.8. Определяется удельная площадь активной зоны по формуле:

$$w_{уд} = \frac{\Omega_{акт}}{W}, \text{ км}^2/(\text{м}^3/\text{сут}) \quad (11.15)$$

где W – суточный расход циркуляционной воды в водохранилище ($\text{м}^3/\text{сут}$), определяемый как произведение часового расхода циркуляционной воды (определяемого параметрами конденсаторов, либо, при наличии технических заключений и результатов натурных испытаний, производительностью циркуляционных насосов, пропускной

способностью трубопроводов и сооружений и прочими причинами) на количество часов в сутках.

11.1.2.9. Расчетные метеорологические параметры определяются в соответствии с Главой 8 настоящих Методических указаний.

11.1.2.10. Определяется тепловая нагрузка циркуляционной системы в расчетном режиме по формуле

$$U_0 = \sum_{j=1}^n (D_{kj} \cdot \Delta i_j), \quad \text{Мкал/ч} \quad (11.16)$$

11.1.2.11. Определяется перепад температур воды в гидроохладителе в расчетном режиме по формуле:

$$\Delta t^{CB} = U_0^p / \gamma C W, \quad ^\circ\text{C} \quad (11.17)$$

где произведение $g \cdot C$ принимается равным 1.

11.1.2.12. Задаются несколько произвольных значений Dt^{CB} , меньших полученной по формуле (11.17) величины. Кроме того задается несколько произвольных значений температуры воды в естественном водоеме t_6^{ectm} (например, с шагом 5°C).

11.1.2.13. Определение температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор для каждого из заданных значений Dt^{CB} (включая расчетное) при нескольких произвольно заданных значениях t_6^{ectm} для определенных метеорологических параметров осуществляется по универсальной номограмме, приведенной на рис. 11.7. [5]

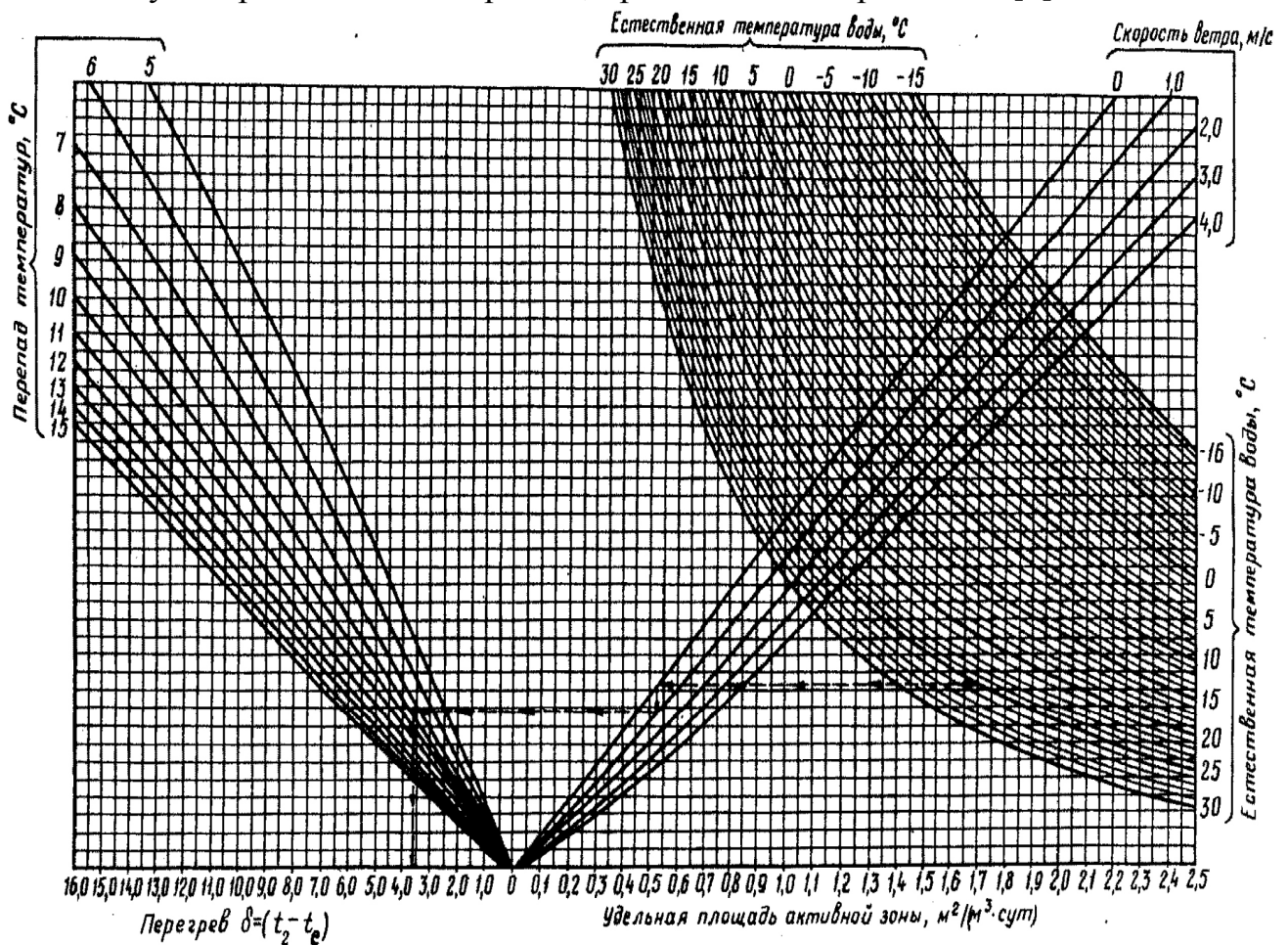


Рис. 11.7 Номограмма для теплового расчета водохранилищ-охладителей

11.1.2.14. Последовательность действий для одного из сочетаний значений t_g^{ecm} и Dt^{cb} при работе с номограммой показана стрелками на рис. 11.7 и состоит в следующем:

Находится точка на изолинии для данного значения t_g^{ecm} , соответствующая расчетной удельной площади активной зоны, определенной в п. 11.1.2.8 настоящих Методических указаний.

От данной точки проводится горизонтальная линия до пересечения с изолинией, соответствующей величине скорости ветра 0 м/с.

От полученной точки пересечения проводится вниз вертикальная линия до пересечения с изолинией, соответствующей расчетной величине скорости ветра, определенной в соответствии с положениями п. 8.2 настоящих Методических указаний.

Далее из полученной точки вновь проводится горизонтальная линия до пересечения с изолинией перепада температур воды в гидроохладителе, рассчитанного в п. 11.1.2.11 настоящих Методических указаний, и для этой точки определяется соответствующая величина перегрева воды в водохранилище δ ($^{\circ}\text{C}$).

При отсутствии на номограмме необходимые изолинии определяются методом интерполяции.

11.1.2.15. Для остальных сочетаний значений t_g^{ecm} и Dt^{cb} последовательность действий при определении величин δ аналогично изложенной в п. 11.1.2.14.

11.1.2.16. Величины температур воды на входе в конденсаторы t_2 определяются для всех значений δ при соответственных заданных значениях t_g^{ecm} по следующей формуле:

$$t_2 = t_g^{ecm} + d, \quad ^{\circ}\text{C} \quad (11.18)$$

По полученным результатам заполняется форма (таблица 11.2)

Таблица 11.2. Промежуточная форма результатов определения температур на входе в конденсаторы.

t_g^{ecm} $^{\circ}\text{C}$	$Dt^{cb}, ^{\circ}\text{C}$							
	значение		Значение		значение		значение	
	$\delta, ^{\circ}\text{C}$	$t_2, ^{\circ}\text{C}$	$\delta, ^{\circ}\text{C}$	$t_2, ^{\circ}\text{C}$	$\delta, ^{\circ}\text{C}$	$t_2, ^{\circ}\text{C}$	$\delta, ^{\circ}\text{C}$	$t_2, ^{\circ}\text{C}$
значение	значение	значение	значение	значение	значение	значение	значение	значение

11.1.2.17. По данным таблицы, сформированной в п. 11.1.2.16., строится графическая зависимость $t_2 = f(t_g^{ecm}; Dt^{cb})$, примерный вид которой показан на рис. 11.8.

11.1.2.18. Далее осуществляется определение максимально допустимых значений температуры охлаждающей воды по каждому турбоагрегату (а также максимально допустимых расходов пара в конденсатор), при

превышении которых на турбоагрегатах появляются ограничения паровой нагрузки и, соответственно, электрической мощности:

– по условиям предельно допустимого давления отработавшего пара в конденсаторах турбин $p_2 = 12 \text{ кПа}$ ($0,12 \text{ кгс/см}^2$), $t_{np}'' = 49,1^\circ\text{C}$.

– по техническим условиям эксплуатации МГО $t_2^{cb} \leq 33^\circ\text{C}$. Данное условие не учитывается в случаях, когда охлаждение МГО производится от постороннего источника охлаждающей воды.

11.1.2.19. Задаемся несколькими произвольными значениями температуры воды перед конденсаторами t_2^{cb} .

Для каждой турбины при каждом задаваемом значении t_2^{cb} определяем температуру насыщенного пара в конденсаторе по формуле:

$$t_n'' = t_2^{cb} + \Delta t_{kj}^p + \delta t_j^p, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (11.19)$$

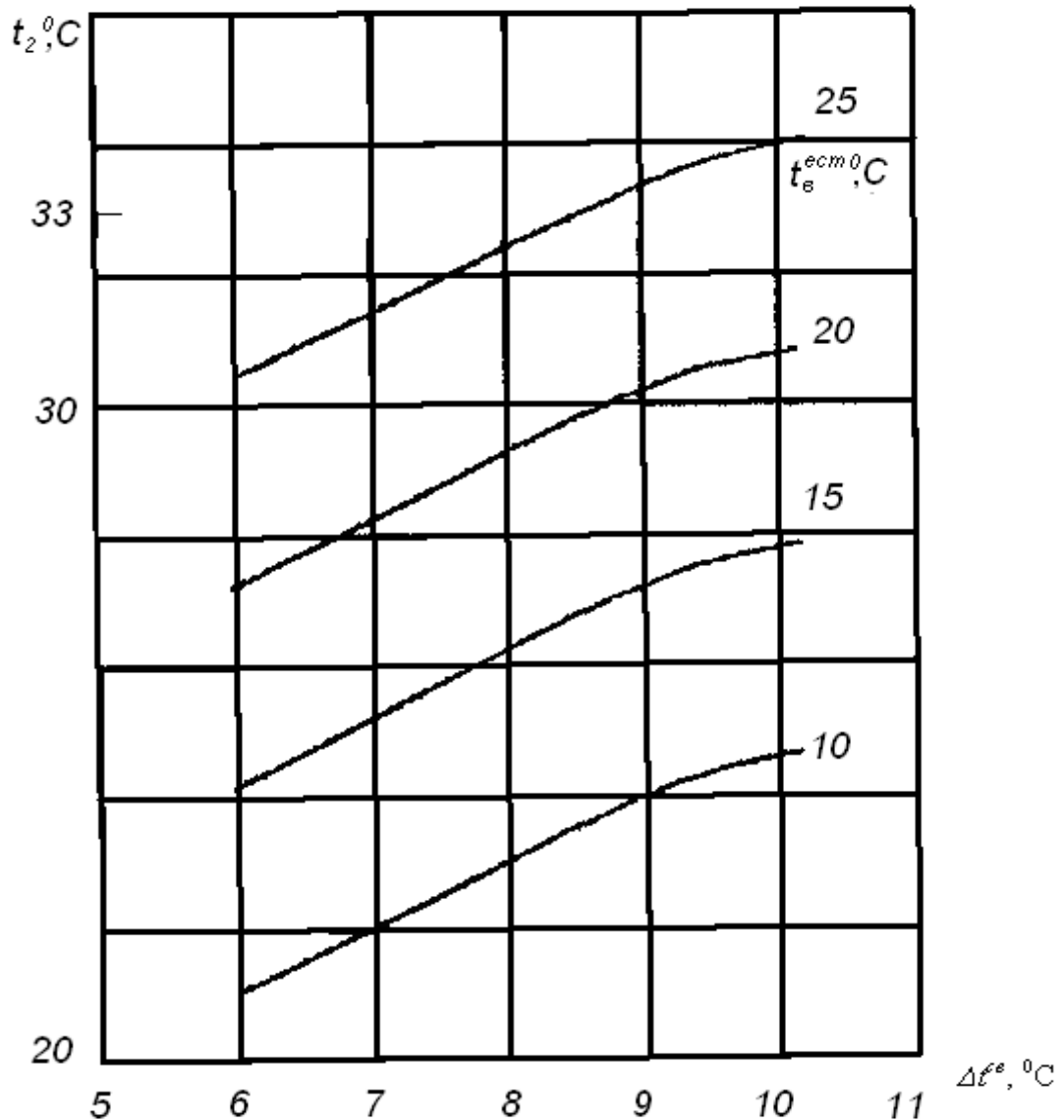


Рис. 11.8. Примерный вид зависимости $t_2 = f(t_8^{ecm0}; \Delta t^e)$

В формуле (11.19):

Δt_{kj}^p – нагрев воды в конденсаторе турбины, определяемый по формуле:

$$\Delta t_{kj}^p = (D_{kj}^p \Delta i_j) / W_{kj}, \text{ } ^\circ\text{C} \quad (11.20)$$

где D_{kj}^p – расчетный расход пара в конденсатор турбины (тонн/ч);

W_{kj} – расход охлаждающей воды в конденсатор ($\text{м}^3/\text{ч}$);

Δi_j – разность теплосодержаний отработавшего пара и конденсата, ккал/кг.

δt_j^p – температурный напор конденсатора, $^\circ\text{C}$.

Пример определения температурных напоров конденсаторов приведен в п. 11.1.1.16 настоящих Методических указаний.

11.1.2.20. По полученным по формуле (11.19) значениям температуры насыщения строится график зависимости $t_n'' = f(t_2^{cb})$, на который также наносится граничная линия, соответствующая величине $t_n'' = t_{np}'' = 49,1^\circ\text{C}$ (или другой ограничивающей величине).

11.1.2.21. По графику определяем для каждой турбины в точке пересечения линии зависимости $t_n'' = f(t_2^{cb})$ с граничной линией ($49,1^\circ\text{C}$ или другая величина) значения t_2^{cb} , которые являются для каждой турбины граничными точками, указывающими на то, что при превышении температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор относительно этой величины t_2^{cb} необходимо снижать расход пара в конденсатор.

По новым расчетным значениям t_2^{cb} (расчетными значениями t_2^{cb} для каждой из турбин далее являются полученные точки перегиба для всех турбин и точка $t_2^{cb} = 33^\circ\text{C}$) для каждой турбины осуществляется расчет по формуле (11.19) новых значений t_n'' . Кроме того, для каждой турбины определяются значения t_n'' , соответствующие $t_2^{cb} = 33^\circ\text{C}$ (по условиям эксплуатации МГО).

11.1.2.22. Для каждой турбины по полученным значениям t_2^{cb} , t_n'' (включая величину t_n'' , соответствующую $t_2^{cb} = 33^\circ\text{C}$) определяются допустимые величины расходов пара в конденсатор путем расчета коэффициентов снижения паровой нагрузки конденсатора по формуле:

$$c_j = \frac{t_{np}'' - t_2^{cb}}{t_n'' - t_2^{cb}}, \quad (11.21)$$

где $t_{np}'' = 49,1^\circ\text{C}$ (или другой ограничивающей величине).

11.1.2.23. По полученным коэффициентам определяем допустимый расход пара в конденсатор каждой из турбин, причем, при коэффициентах $c_j \geq 1$, $D_{kj} = D_{kj}^p$, поскольку принимавшиеся в качестве исходных данных величины D_{kj}^p (а, следовательно, расходы в голову турбин и электрическая нагрузка) соответствовали максимальным

технически возможным значениям (электрическая нагрузка при этом может превышать величину установленной мощности для турбин типа «ПТ» и «Т»).

При коэффициентах $c_j < 1$ величины допустимых расходов пара в конденсатор определяются по формуле:

$$D_{kj} = \chi_j D_{kj}^p, \quad \text{тонн/ч} \quad (11.22)$$

11.1.2.24. По полученным для каждой величины t_2^{c6} расходам пара в конденсаторы D_{kj} определяются тепловая нагрузка циркуляционной системы U_0 по формуле (11.16) и перепад температур воды в гидроохладителе Dt^{c6} по формуле (11.17).

11.1.2.25. На график, построенный в п. 11.1.2.17 настоящих Методических указаний, наносятся точки t_2^{c6} и соответствующие им значения Dt^{c6} , определенные в предыдущем пункте.

11.1.2.26. По графику методом интерполяции определяются величины естественных температур водоема t_6^{ecm} , проходящие через нанесенные точки.

11.1.2.27. Естественная температура водоема в расчетном подпериоде принимается в соответствии с п. 5.6.9 настоящих Методических указаний.

11.1.2.28. Определение электрических нагрузок по рассчитанным в п. 11.1.2.23 настоящих Методических указаний допустимым расходам пара в конденсатор осуществляется аналогично п.п. 11.1.1.19-11.1.1.21 Методических указаний.

11.1.2.29. По определенным в п. п. 11.1.2.26 и 11.1.2.28 настоящих Методических указаний данным строится зависимость электрической мощности от естественной температуры воды в водоеме $N_{эл} = f(t_6^{ecm})$. На основании зависимостей для каждой турбины отдельно строится суммарная зависимость в целом по станции для данного расчетного подпериода.

11.1.2.30. Определение величины ограничений по графику, связанных с обеспеченностью электрической мощности системами технического водоснабжения осуществляется аналогично п.п. 11.1.1.23-11.1.1.25 и 11.1.1.27-11.1.1.28 настоящих Методических указаний, при этом на график вместо расчетной температуры наружного воздуха накладывается расчетная естественная температура водоема.

11.2. Электростанции с прямоточными системами технического водоснабжения.

11.2.1. Алгоритм расчета для электростанций с прямоточной схемой при отсутствии экологических ограничений по температуре сбросной воды.

11.2.1.1. Принципиальная схема технического водоснабжения представлена на рис. 11.9.

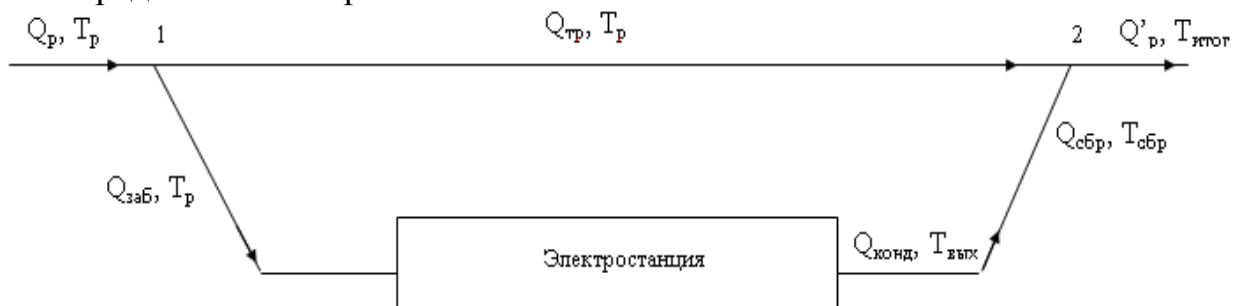


Рис. 11.9. Принципиальная схема технического водоснабжения

11.2.1.2. Определение расчетной величины притока воды в реке в районе водозабора осуществляется в соответствии с положениями п. 5.6.8. Методических указаний.

11.2.1.3. Определение естественной температуры воды в реке осуществляется в соответствии с п. 5.6.9 настоящих Методических указаний.

11.2.1.4. Расчет проводится графоаналитическим методом.

11.2.1.5. Для электростанций с турбинами типа «ПТ», «П», и «Т» расчет проводится на полный состав работающего оборудования при расчетных тепловых нагрузках отборов, расходах пара в голову турбин и конденсатор, а также исходных электрических нагрузках, приведенных в форме, заполняемой согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям. Для электростанций с турбинами типа «К» расчет проводится при расходах пара в голову турбины и в конденсатор, приведенных в форме согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

11.2.1.6. Расчетные расходы охлаждающей воды через конденсаторы турбин при отсутствии ограничений по расходу заборной воды принимаются равными номинальным расходам конденсатора.

11.2.1.7. При наличии ограничений по расходу заборной воды, связанных с требованиями экологического характера (при условии представления подтверждающих документов: лицензии на водопользование, предписаний или заключений уполномоченных организаций), либо в связи с недостаточной пропускной способностью каналов, трубопроводов, недостаточной производительностью насосов (при представлении технических заключений, характеристик и результатов натурных испытаний, проведенных лицензированными организациями) распределение суммарного расхода воды между конденсаторами турбин осуществляется:

- Для схем с поперечными связями – пропорционально номинальному расходу воды через конденсаторы турбин согласно паспортным данным;

$$W_{kj} = (W_{kj}^n / \sum_{j=1}^n W_{kj}^n) \cdot W \quad (11.23)$$

где W_{kj}^n – номинальный расход охлаждающей воды через конденсатор турбины, м³/ч;

W_{kj} – расчетный расход охлаждающей воды через конденсатор турбины, м³/ч;

– Для блочных схем – пропорционально подаче циркуляционных насосов;

11.2.1.8 Учет влияния параметров технического водоснабжения МГО при отборе воды на МГО с напорного трубопровода (подводящего канала) осуществляется следующим образом:

– При отсутствии ограничений по расходу заборной воды величина расхода воды и температурное воздействие МГО не учитываются;

– При наличии ограничений по расходу заборной воды величина расхода воды на МГО определяется согласно паспортным характеристикам оборудования и, для упрощения расчетов, соответствует номинальному значению. Расход воды на МГО турбин с противодавлением, газовых турбин (то есть турбин, не учитываемых в расчете обеспеченности мощности системами технического водоснабжения) также должен включаться в суммарную величину расхода воды. При этом для турбин типа «Р», имеющих в расчетном подпериоде ограничения в размере полной установленной мощности в связи с отсутствием тепловых нагрузок, величина расхода воды на МГО не учитывается, а при наличии тепловых нагрузок расход принимается с учетом величины этих нагрузок.

11.2.1.9. Алгоритм расчета при отсутствии ограничений по параметрам сбросной воды состоит в следующем:

Задаются несколько произвольных значений естественных температур воды в реке t_2^{ecm} .

Осуществляется распределение расхода охлаждающей воды между конденсаторами турбин.

Для каждого принятого t_2^{ecm} значения для каждой турбины при известных расходах воды и пара в конденсаторы определяются температурные напоры конденсаторов δt .

По формуле (11.8) определяются величины нагрева охлаждающей воды в конденсаторах каждой из турбин.

По формуле (11.7) для каждого заданного значения t_2^{ecm} , и соответствующим ему величинам температурных напоров конденсаторов, для каждой турбины определяются значения температур насыщения пара в конденсаторе t_n .

Строится график зависимости для каждой турбины $t''_н=f(t_2^{ecm})$, на который также наносится линия ограничения $t''_н=49,1^0C$, соответствующая предельно-допустимому давлению в конденсаторе.

По данному графику определяются значения t_2^{ecm} в точках пересечения зависимостей для каждой турбины $t''_н=f(t_2^{ecm})$ с линией $t''_н=49,1^0C$.

Для полученных новых значений t_2^{ecm} для каждой из турбин осуществляется пересчет температурных напоров и величин $t''_н$ по формуле (11.7).

По известным значениям t_2^{ecm} , $t''_н$ для каждой турбины по формулам (11.9) и (11.10) определяются коэффициенты снижения паровой нагрузки конденсаторов и допустимые расходы пара в конденсатор.

При каждом из заданных значений t_2^{ecm} , для каждой турбины по известным значениям расхода пара в конденсатор определяются расходы в голову турбины и электрическая нагрузка с учетом поправок на изменение давления пара аналогично п.п. 11.1.1.19-11.1.1.21 настоящих Методических указаний.

По определенным данным для каждой энергоустановки строится зависимость электрической мощности от естественной температуры воды в водоеме $N_{эл}=f(t_2^{ecm})$. На основании зависимостей для каждой турбины отдельно строится суммарная зависимость в целом по станции для данного расчетного подпериода.

По полученному графику при известной для расчетного подпериода величине t_2^{ecm} , определяется величина располагаемой мощности электростанции и величина ограничений мощности по условиям обеспеченности электрической мощности системами технического водоснабжения.

Ограничения установленной мощности по ГТПГ определяются путем суммирования соответствующих ограничений по каждой относящейся к данной ГТПГ энергоустановке, определяемых при расчетной величине t_2^{ecm} по построенным графикам.

11.2.2. Алгоритм расчета для электростанций с прямоточной схемой при наличии ограничений по температуре сбросной воды.

11.2.2.1. Количественные показатели температуры сбросной воды определяются исходя из необходимости соблюдения требований экологического характера в установленном створе на уровне или ниже водосброса, устанавливаемых в зависимости от категории водного объекта.

11.2.2.2. Подтверждением необходимости соблюдения определенного температурного режима водоема служит перечень представляемых электростанцией документов в соответствии с п 5.10.1 настоящих Методических указаний.

11.2.2.3. Принципиальная схема технического водоснабжения представлена на рис. 11.10.

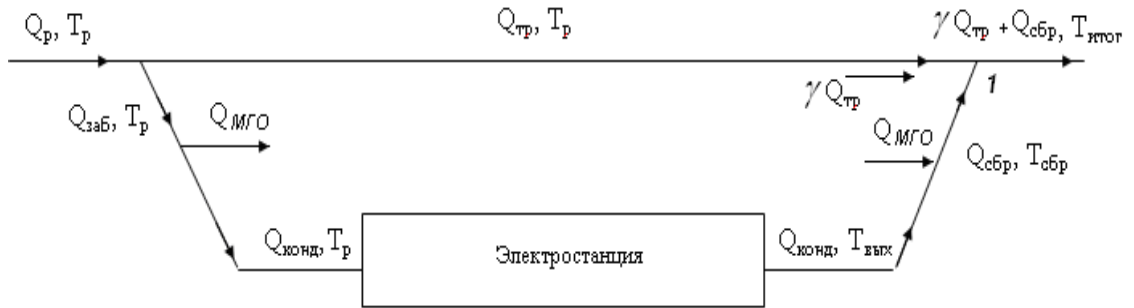


Рис. 11.10. Принципиальная схема технического водоснабжения

11.2.2.4. Определение расчетной величины притока воды в реке в районе водозабора осуществляется в соответствии с положениями п. 5.6.8 настоящих Методических указаний.

11.2.2.5. Определение естественной температуры воды в реке осуществляется в соответствии с положениями п. 5.6.9 настоящих Методических указаний.

11.2.2.6. Для электростанций с турбинами типа «ПТ», «П», и «Т» расчет проводится на полный состав работающего оборудования при расчетных тепловых нагрузках отборов, расходах пара в голову турбин и конденсатор, а также исходных электрических нагрузках, приведенных в форме, заполненной согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям. Для электростанций с турбинами типа «К» расчет проводится при расходах пара в голову турбины и в конденсатор по форме согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

11.2.2.7. Определение транзитного расхода в реке осуществляется по формуле:

$$Q_{тр} = Q_p - Q_{заб}, \quad \text{м}^3/\text{ч} \quad (11.24)$$

где Q_p – приток воды в реке, определенный в п. 11.2.2.4;

$Q_{заб}$ – величина расхода воды, забираемой из реки;

11.2.2.8. Величина $Q_{заб}$ при отсутствии ограничений по объемам заборной воды, а также ограничений по недостаточной производительности насосов и пропускной способности трубопроводов численно равна сумме номинальных расходов воды через конденсаторы турбин и расхода воды на МГО.

11.2.2.9. Распределение охлаждающей воды между конденсаторами турбин при наличии ограничений по расходу осуществляется аналогично п. 11.2.1.7 настоящих Методических указаний.

11.2.2.10. Суммарный расход воды на МГО определяется согласно паспортным характеристикам оборудования и, для упрощения расчетов, соответствует номинальному значению. Расход воды на МГО турбин с противодавлением, газовых турбин (то есть турбин, не учитываемых в

расчете обеспеченности мощности системами технического водоснабжения) также должен включаться в суммарную величину расхода воды. При этом для турбин типа «Р», имеющих в расчетном подпериоде ограничения в размере полной установленной мощности в связи с отсутствием тепловых нагрузок, величина расхода воды на МГО не учитывается, а при наличии тепловых нагрузок расход принимается с учетом величины этих нагрузок.

11.2.2.11. При схеме возврата воды с МГО в сбросной трубопровод (отводящий канал) учет температурного воздействия МГО для упрощения расчетов не учитывается (то есть принимаем, что при такой схеме нагрев воды после прохождения через МГО численно равен средневзвешенному нагреву охлаждающей воды в конденсаторах).

11.2.2.12. При наличии отводящего канала открытого типа потери воды, связанные с испарением в канале, условно принимаются в размере 0,5% от суммарного расхода сбросной воды с учетом возврата с МГО для открытых каналов длиной более 2 км и 1 – во всех остальных случаях.

11.2.2.13. Для электростанций, которым по условиям соблюдения водного законодательства пункты контроля параметров сбросных вод установлены непосредственно в месте водосброса, допустимый средневзвешенный нагрев воды в конденсаторах численно равен допустимому превышению температуры сбросной воды над естественной температурой согласно действующим нормативам сброса загрязняющих веществ или указываемым в приложении к лицензии на водопользование свойствам сточных вод. Для данных электростанций расчет следует проводить, начиная с п. 11.2.2.23 (формулы 11.37).

11.2.2.14. Для электростанций, которым по условиям соблюдения водного законодательства пункты контроля параметров сбросных вод установлены на заданном расстоянии от места водосброса, учитывается частичное перемешивание сбросной воды с транзитным расходом реки по методу Фролова-Родзиллера:

– Определяется коэффициент смешения, показывающий, какая часть речной воды в расчетном створе смешивается со сточной по формуле:

$$g = \frac{1 - e^{-a\sqrt[3]{l}}}{1 + \frac{Q_{mp}}{Q_{сбр}} \cdot e^{-a\sqrt[3]{l}}} \quad (11.25)$$

где Q_{mp} – транзитный расход в реке, м³/ч;

$Q_{сбр}$ – расход сбрасываемой воды, м³/ч;

l – расстояние от места выпуска сточных вод до расчетного створа, м;

a – коэффициент, учитывающий гидравлические условия в реке, определяется по формуле:

$$a = j \cdot y \cdot \sqrt[3]{\frac{D}{g}} \quad (11.26)$$

где j – коэффициент извилистости реки, или ее фарватера (отношение длины реки от места выпуска до расчетного створа по фарватеру к расстоянию по прямой);
 y – коэффициент, зависящий от характера выпуска сточных вод (для берегового выпуска $y = 1$, для рассосредоточенного выпуска $y = 1,5$);
 D – коэффициент турбулентной диффузии $\text{м}^2/\text{с}$, определяется по упрощенной формуле:

$$D = \frac{V_p \cdot H_p}{200} \quad (11.27)$$

где H_p – средняя глубина реки, м;
 V_p – средняя скорость течения воды в реке, м/с (по данным местных метеослужб);

11.2.2.15. Для определения предельно допустимых температур воды на выходе из конденсаторов (параметр $T_{\text{вых}}$ на рис. 11.10) по условиям обеспечения требований по соблюдению температурного режима в любой точке контрольного створа необходимо записать уравнения теплового баланса для точки 1 с учетом перемешивания части транзитного расхода со сбросной водой. (рис. 11.10).

$$\text{Точка 1: } g \cdot Q_{\text{тр}} \cdot T_p + Q_{\text{сбр}} \cdot T_{\text{сбр}} = (g \cdot Q_{\text{тр}} + Q_{\text{сбр}}) \cdot T_{\text{итог}} \quad (11.28)$$

$$\text{где } T_{\text{итог}} = T_p + dT_{\text{дон}} \quad (11.29)$$

11.2.2.16. Расход охлаждающей воды через конденсаторы турбин определяется по формуле:

$$Q_{\text{конд}} = Q_{\text{заб}} - Q_{\text{МГО}} \quad (11.30)$$

11.2.2.17. Расход сбросной воды определяется по формуле:

$$Q_{\text{сбр}} = k_{\text{пот}} \cdot (Q_{\text{конд}} + Q_{\text{МГО}}) = k_{\text{пот}} \cdot Q_{\text{заб}}; \quad (11.31)$$

Коэффициент $k_{\text{пот}}$ – коэффициент, учитывающий потери воды в сбросном канале, равный 0,995 для открытых сбросных каналов длиной более 2 км, и 1 – для всех остальных и закрытых трубопроводов.

11.2.2.18. По заданной величине $T_{\text{итог}}$, из формулы (11.28) выражаем величину $T_{\text{сбр}}$, которая в нашем случае в виду не учета температурного воздействия МГО равна средневзвешенной температуре охлаждающей воды на выходе из конденсаторов:

$$T_{\text{сбр}} = \frac{(g \cdot Q_{\text{тр}} + Q_{\text{сбр}}) \cdot T_{\text{итог}} - g \cdot Q_{\text{тр}} \cdot T_p}{Q_{\text{сбр}}} \quad (11.32)$$

11.2.2.19. С учетом формулы (11.29) формула (11.32) примет вид:

$$\begin{aligned}
T_{c6p} &= \frac{(g \cdot Q_{mp} + Q_{c6p}) \cdot (T_p + dT_{\text{дон}}) - g \cdot Q_{mp} \cdot T_p}{Q_{c6p}} = \\
&= \frac{g \cdot Q_{mp} \cdot T_p + g \cdot Q_{mp} \cdot dT_{\text{дон}} + Q_{c6p} \cdot dT_{\text{дон}} + Q_{c6p} \cdot T_p - g \cdot Q_{mp} \cdot T_p}{Q_{c6p}} = \\
&= \frac{g \cdot Q_{mp} \cdot dT_{\text{дон}} + Q_{c6p} \cdot (dT_{\text{дон}} + T_p)}{Q_{c6p}} \quad (11.33)
\end{aligned}$$

11.2.2.20. В формулу (11.33) подставляем выражение Q_{c6p} из формулы (11.31):

$$\begin{aligned}
T_{c6p} &= \frac{g \cdot (Q_p - Q_{\text{заб}}) \cdot dT_{\text{дон}} + k_{\text{ном}} \cdot Q_{\text{заб}} \cdot (dT_{\text{дон}} + T_p)}{k_{\text{ном}} \cdot Q_{\text{заб}}} = \\
&= \frac{g \cdot (Q_p - Q_{\text{заб}}) \cdot dT_{\text{дон}}}{k_{\text{ном}} \cdot Q_{\text{заб}}} + dT_{\text{дон}} + T_p \quad (11.34)
\end{aligned}$$

11.2.2.21. Поскольку величина T_{c6p} в нашем случае равна средневзвешенной температуре воды на выходе из конденсаторов, а температура на входе равна естественной температуре T_p воды в водоеме, величину T_{c6p} можно выразить через нагрев воды в конденсаторах:

$$T_{c6p} = T_p + \Delta t_k \quad (11.35)$$

11.2.2.22. Подставив выражение из формулы (11.35) в формулу (11.34), выразим значение допустимого средневзвешенного нагрева воды в конденсаторах турбин Δt_k .

$$\begin{aligned}
\Delta t_k &= \frac{g \cdot (Q_p - Q_{\text{заб}}) \cdot dT_{\text{дон}}}{k_{\text{ном}} \cdot Q_{\text{заб}}} + dT_{\text{дон}} + T_p - T_p = \\
&= \left(\frac{g \cdot (Q_p - Q_{\text{заб}})}{k_{\text{ном}} \cdot Q_{\text{заб}}} + 1 \right) \cdot dT_{\text{дон}} \quad (11.36)
\end{aligned}$$

11.2.2.23. По определенной по формуле (11.36) для данного расчетного подпериода величины допустимого средневзвешенного нагрева воды в конденсаторах определяем допустимую тепловую нагрузку системы:

$$U_0^{\text{дон}} = \Delta t_k \cdot Q_{\text{конд}} = \sum_{j=1}^n (D_{kj} \cdot \Delta i_j), \quad \text{Мкал/ч} \quad (11.37)$$

$$\text{где } Q_{\text{конд}} = \sum_{j=1}^n Q_{\text{конд}j} \quad \text{м}^3/\text{ч} \quad (11.38)$$

11.2.2.24. Для известных значений D_{kj} (исходные данные), а также при известных расходах воды в конденсатор определяется нагрев воды в конденсаторе каждой турбины по формуле (11.8).

11.2.2.25. По известной для данного расчетного подпериода естественной температуре воды водоема (на входе в конденсатор), расходам воды и пара в конденсатор по нормативным характеристикам конденсаторов определяются температурные напоры конденсаторов δt .

11.2.2.26. По формуле (11.7) определяются температуры насыщенного пара в конденсаторах каждой из турбин при расчетной температуре воды на входе в конденсаторы.

11.2.2.27. В случае, если для какой либо из турбин полученная в п. 11.2.2.26 настоящих Методических указаний величина t''_n превышает величину $t''_n = 49,1^{\circ}\text{C}$, соответствующую предельно-допустимому давлению в конденсаторе, для таких турбин определяются коэффициенты снижения паровых нагрузок по формуле (11.9), в которую вместо значений $t_2^{cв}$ подставляются значения T_p , а по формуле (11.10) определяются допустимые расходы пара в конденсаторы D_{kj}^p по условиям достижения предельно допустимого давления в конденсаторах.

11.2.2.28. По полученным в п. 11.2.2.27 настоящих Методических указаний расходам D_{kj}^p определяем расчетную тепловую нагрузку системы U_0^p :

$$U_0^p = \sum_{j=1}^n (D_{kj}^p \cdot \Delta i_j) \quad (11.39)$$

11.2.2.29. Если полученная в п. 11.2.2.28 настоящих Методических указаний величина тепловой нагрузки U_0^p меньше или равна допустимой величине U_0^{don} , полученной в п. 11.2.2.23 настоящих Методических указаний, далее определяются расходы пара в голову турбин и соответствующая располагаемая электрическая мощность при заданных нагрузках отборов аналогично п.п. 11.1.1.19-11.1.1.21 настоящих Методических указаний.

11.2.2.30. Если полученная в п. 11.2.2.28 настоящих Методических указаний величина тепловой нагрузки U_0^p больше допустимой величины U_0^{don} , необходимо снизить расходы пара в конденсаторы одной или нескольких турбин относительно полученных в п. 11.2.2.27 настоящих Методических указаний значений до величин, при которых определяемая по формуле (11.39) величина тепловой нагрузки U_0^p станет равна величине U_0^{don} . Дальнейшие действия аналогичны п. 11.2.2.29 настоящих Методических указаний.

11.2.2.31. Величины ограничений электрической мощности электростанции (ГТПГ) при заданных расчетных условиях, связанных с обеспеченностью системами технического водоснабжения, определяются с учетом положений п. 10.6 настоящих Методических указаний как сумма сниженных на величину ограничений установленной мощности данного оборудования, имеющих более высокий приоритет учета, разностей номинальных мощностей и

определенных в п.п. 11.2.2.29 или 11.2.2.30 настоящих Методических указаний величин располагаемых мощностей каждой из турбин электростанции (ГТПГ).

11.2.3. Алгоритм расчета для электростанций с прямоточной схемой и рециркуляцией при наличии ограничений по температуре сбросной воды.

11.2.3.1. Принципы и подходы к определению исходных данных и расчетам обеспеченности электрической мощности электростанций с прямоточной схемой и рециркуляцией при наличии ограничений по температуре сбросной воды аналогичны рассмотренным в п. 11.2.2 настоящих Методических указаний принципам для электростанций с прямоточной схемой с некоторыми отличиями, перечисленными в приведенных ниже пунктах.

11.2.3.2. Принципиальная схема технического водоснабжения представлена на рис. 11.11.

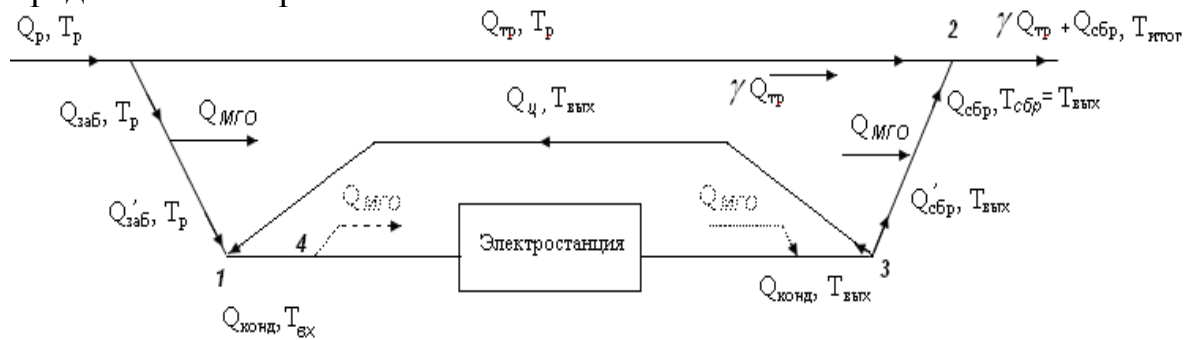


Рис. 11.11. Принципиальная схема технического водоснабжения

11.2.3.3. Величина расхода заборной воды при отсутствии ограничений по пропускной способности каналов (трубопроводов), производительности насосов, объемам забора воды определяется как сумма номинальных расходов конденсаторов согласно паспортным данным и расхода на МГО за вычетом величины возврата воды по каналу рециркуляции.

11.2.3.4. Для определения предельно допустимых температур воды на выходе из конденсаторов (параметр $T_{вых}$ на рис. 11.11) по условиям обеспечения требований по соблюдению температурного режима в контрольном створе необходимо записать уравнения теплового баланса для точек 1,2 (рис. 11.11).

$$\text{Точка 1: } Q_{конд} \cdot T_{вх} = Q'_{заб} \cdot T_p + Q_{ц} \cdot T_{вых} \quad (11.40)$$

$$\text{где } Q'_{заб} = Q_{заб} - Q_{МГО} = Q_{конд} - Q_{ц} \quad (11.41)$$

$$\text{Точка 2: } g \cdot Q_{тр} \cdot T_p + Q_{сбp} \cdot T_{вых} = (g \cdot Q_{тр} + Q_{сбp}) \cdot T_{итог}, \quad (11.42)$$

где g - коэффициент смешения, определяемый согласно п. 11.2.2.14;

транзитный расход в реке Q_{mp} определяется по формуле (11.24);

расход сбросной воды определяется по формуле:

$$Q_{сбр} = k_{ном} (Q'_{сбр} + Q_{МГО}), \quad (11.43)$$

$$\text{где } Q'_{сбр} = Q_{конд} - Q_{ц} \quad (11.44)$$

$k_{ном}$ – коэффициент, учитывающий потери воды в сбросном канале, равный 0,995 для открытых сбросных каналов длиной более 2 км, и 1 – для всех остальных и закрытых трубопроводов.

11.2.3.5. Из уравнения (11.42) для точки 2 выразим величину $T_{вых}$ средневзвешенной температуры охлаждающей воды на выходе из конденсаторов:

$$T_{вых} = \frac{(g \cdot Q_{mp} + Q_{сбр}) \cdot T_{итог} - g \cdot Q_{mp} \cdot T_p}{Q_{сбр}}, \quad (11.45)$$

$$\text{где } T_{итог} = T_p + dT_{дон}; \quad (11.46)$$

где $Q_{ц}$ – расход в канале рециркуляции

11.2.3.6. С учетом формул (11.41), (11.43)-(11.46) выражение (11.42) примет следующий вид:

$$\begin{aligned} T_{вых} &= \frac{(g \cdot Q_{mp} + Q_{сбр}) \cdot T_{итог} - g \cdot Q_{mp} \cdot T_p}{Q_{сбр}} = \\ &= \frac{(g \cdot Q_{mp} + Q_{сбр}) \cdot (T_p + dT_{дон}) - g \cdot Q_{mp} \cdot T_p}{Q_{сбр}} = \\ &= \frac{g \cdot Q_{mp} \cdot T_p + g \cdot Q_{mp} \cdot dT_{дон} + Q_{сбр} \cdot dT_{дон} + Q_{сбр} \cdot T_p - g \cdot Q_{mp} \cdot T_p}{Q_{сбр}} = \\ &= \frac{g \cdot Q_{mp} \cdot dT_{дон} + Q_{сбр} \cdot (dT_{дон} + T_p)}{Q_{сбр}} = \\ &= \frac{g \cdot Q_{mp} \cdot dT_{дон} + k_{ном} \cdot Q_{заб} \cdot (dT_{дон} + T_p)}{k_{ном} \cdot Q_{заб}} = \\ &= \frac{g \cdot (Q_p - Q_{заб}) \cdot dT_{дон}}{k_{ном} \cdot Q_{заб}} + dT_{дон} + T_p \end{aligned} \quad (11.47)$$

11.2.3.7. Из выражения для точки 1 выразим величину $T_{вх}$:

$$T_{вх} = \frac{Q'_{заб} \cdot T_p + Q_{ц} \cdot T_{вых}}{Q_{конд}} = \frac{Q'_{заб} \cdot T_p + (Q_{конд} - Q'_{заб}) \cdot T_{вых}}{Q_{конд}} \quad (11.48)$$

С другой стороны величина средневзвешенного нагрева охлаждающей воды в конденсаторах может быть выражена как разность средневзвешенной температуры на выходе из конденсаторов и температуры на входе:

$$\Delta t_k = T_{\text{вых}} - T_{\text{вх}} \quad (11.49)$$

$$\text{откуда } T_{\text{вх}} = T_{\text{вых}} - \Delta t_k \quad (11.50)$$

11.2.3.8. С учетом формулы (11.50) выражение (11.48) примет следующий вид:

$$\begin{aligned} T_{\text{вых}} - \Delta t_k &= \frac{Q'_{\text{заб}} \cdot T_p + (Q_{\text{конд}} - Q'_{\text{заб}}) \cdot T_{\text{вых}}}{Q_{\text{конд}}} = \\ &= \frac{Q'_{\text{заб}} \cdot (T_p - T_{\text{вых}}) + Q_{\text{конд}} \cdot T_{\text{вых}}}{Q_{\text{конд}}} \end{aligned} \quad (11.51)$$

11.2.3.9. Выражаем из формулы (11.51) величину допустимого средневзвешенного нагрева воды в конденсаторах:

$$\Delta t_k = \frac{Q_{\text{конд}} \cdot T_{\text{вых}} + Q'_{\text{заб}} \cdot (T_{\text{вых}} - T_p) - Q_{\text{конд}} \cdot T_{\text{вых}}}{Q_{\text{конд}}} = \frac{Q'_{\text{заб}} \cdot (T_{\text{вых}} - T_p)}{Q_{\text{конд}}} \quad (11.52)$$

11.2.3.10. Подставив выражение из формулы (11.47) в формулу (11.52) получим окончательно

$$\begin{aligned} \Delta t_k &= \frac{Q'_{\text{заб}} \cdot \left(\frac{g \cdot (Q_p - Q_{\text{заб}}) \cdot dT_{\text{дон}}}{k_{\text{ном}} \cdot Q_{\text{заб}}} + dT_{\text{дон}} + T_p - T_p \right)}{Q_{\text{конд}}} = \\ &= \frac{Q'_{\text{заб}} \cdot dT_{\text{дон}} \cdot (g \cdot Q_p - g \cdot Q_{\text{заб}} + k_{\text{ном}} \cdot Q_{\text{заб}})}{Q_{\text{конд}} \cdot k_{\text{ном}} \cdot Q_{\text{заб}}} = \\ &= \frac{(Q_{\text{заб}} - Q_{\text{МГО}}) \cdot dT_{\text{дон}} \cdot (g \cdot Q_p - Q_{\text{заб}} (g - k_{\text{ном}}))}{Q_{\text{конд}} \cdot k_{\text{ном}} \cdot Q_{\text{заб}}} \end{aligned} \quad (11.53)$$

11.2.3.9. В случае забора воды на МГО в точке 4 (рис. 11.11) по результатам аналогичных выкладок выражение (11.53) будет иметь следующий вид:

$$\Delta t_k = \frac{dT_{\text{дон}} \cdot (g \cdot Q_p - Q_{\text{заб}} (g - k_{\text{ном}}))}{Q_{\text{конд}} \cdot k_{\text{ном}}} \quad (11.54)$$

11.2.3.10. Дальнейший расчет обеспеченности электрической мощности системами технического водоснабжения аналогичен п.п. 11.2.2.23-11.2.2.31 настоящих Методических указаний.

12. Определение электрической мощности турбин различных типов по диаграммам режимов.

12.1. Работа с диаграммой режимов конденсационной турбины типа «К».

Диаграмма режимов турбины типа К представляет собой прямо пропорциональную зависимость между расходом пара в голову D_0 , т/ч (расходом тепла на турбину Q_0 , Гкал/ч) и электрической мощности турбины N_T , МВт которая может задаваться как графически, так и аналитически с

помощью уравнений (рис. 12.1). Линия q_T соответствует удельному расходу тепла на турбину.

Характеристики могут быть построены для двух вариантов исходных условий: при постоянных расходе и температуре охлаждающей воды на входе в конденсатор, либо при постоянном давлении в конденсаторе.

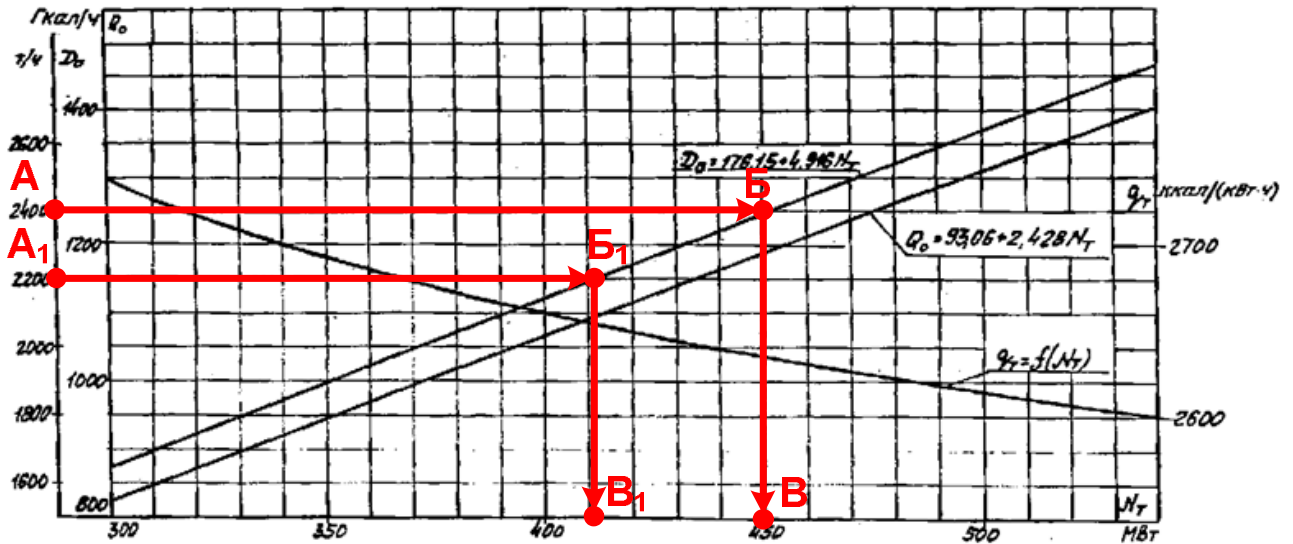


Рис. 12.1 Диаграмма режимов турбины типа К (на примере турбины К-500-240).

При отсутствии технических ограничений турбины и параметрах ее работы, соответствующих номинальным, при которых была построена диаграмма режимов, изменение электрической мощности турбины может произойти только в случае изменения расхода пара в голову турбины. Так, при уменьшении расхода пара в голову турбины с 2400 до 2200 т/ч электрическая мощность турбины снизится на $B - B_1 = 450 - 411 \approx 40$ МВт или:

$$\Delta N_T = \frac{\Delta D_0}{4,916} = \frac{2400 - 2200}{4,916} \approx 40 \text{ МВт}.$$

При отличии фактических параметров работы турбины от принятых при построении диаграммы режимов с помощью поправочных кривых вводятся поправки к определенному по диаграмме значению электрической мощности турбины.

12.2. Работа с диаграммой режимов турбины с противодавлением типа «Р».

Диаграмма режимов работы турбины типа «Р» представляет совокупность прямо пропорциональных зависимостей между электрической мощностью и расходом пара в голову турбины или расходом пара на выходе из последней ступени при определенных значениях противодавления (рис. 12.2), задаваемую как графически, так и аналитически с помощью уравнений.

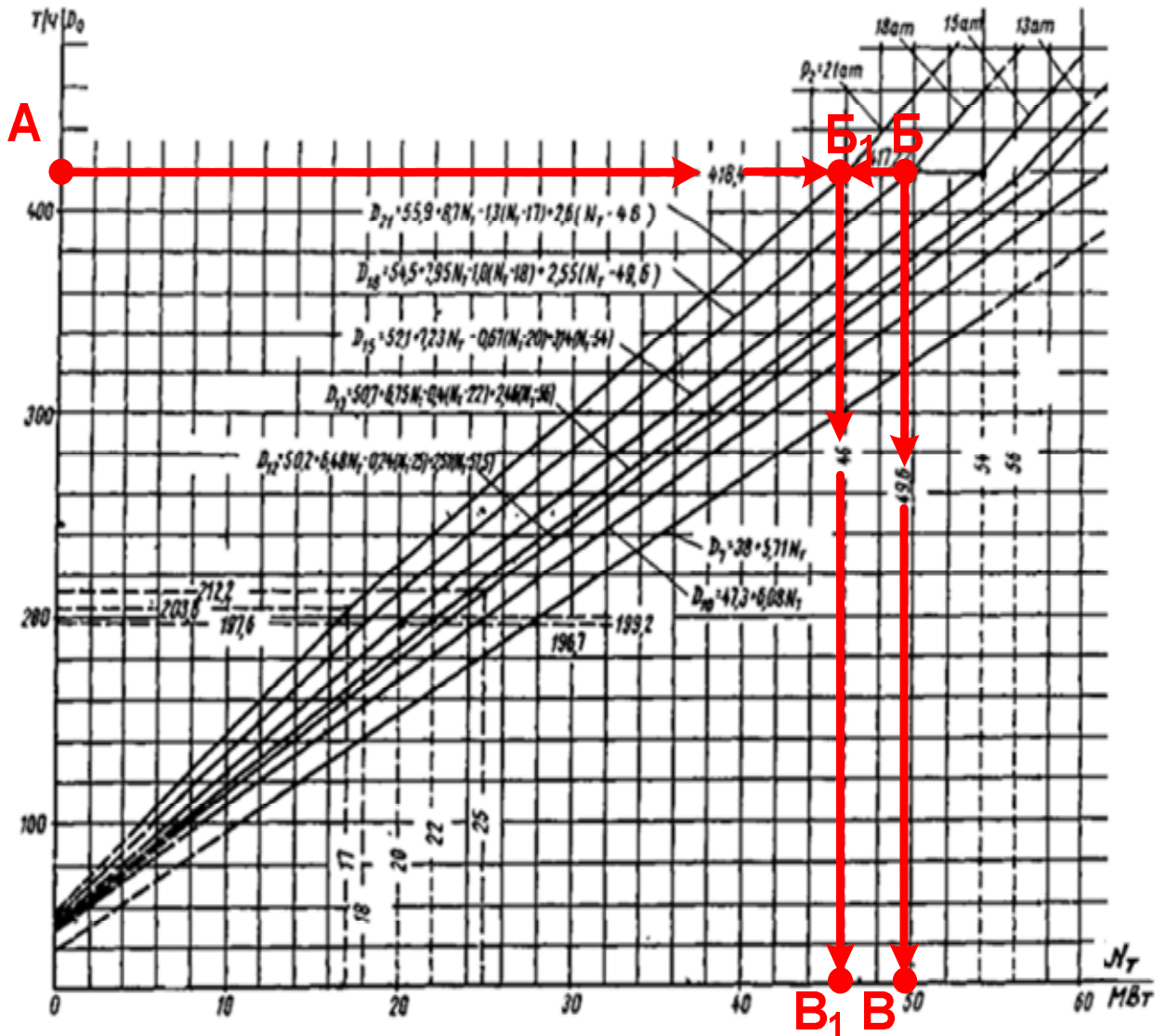


Рис. 12.2 Диаграмма режимов турбины типа «Р» (на примере турбины Р-50-130).

Определение электрической мощности турбины осуществляется по аналогии с турбиной типа К (линия А-В-В). При одном и том же значении противодействия изменение электрической мощности также прямо пропорционально изменению расхода пара в голову турбины.

Расход пара в голову турбины определяется по зависимости данного параметра от расхода пара на выходе из последней ступени, вид которой для турбины типа Р-100-130/15 представлен на рис. 12.3.

При увеличении противодействия мощность турбины снижается. Например, при увеличении противодействия с 18 до 21 ат снижение мощности составит:

$$B - B_1 = 49,6 - 46 \approx 3,6 \text{ МВт}.$$

Снижение также можно определить по аналитическим зависимостям $N_T = f(D_0)$ для каждого значения противодействия.

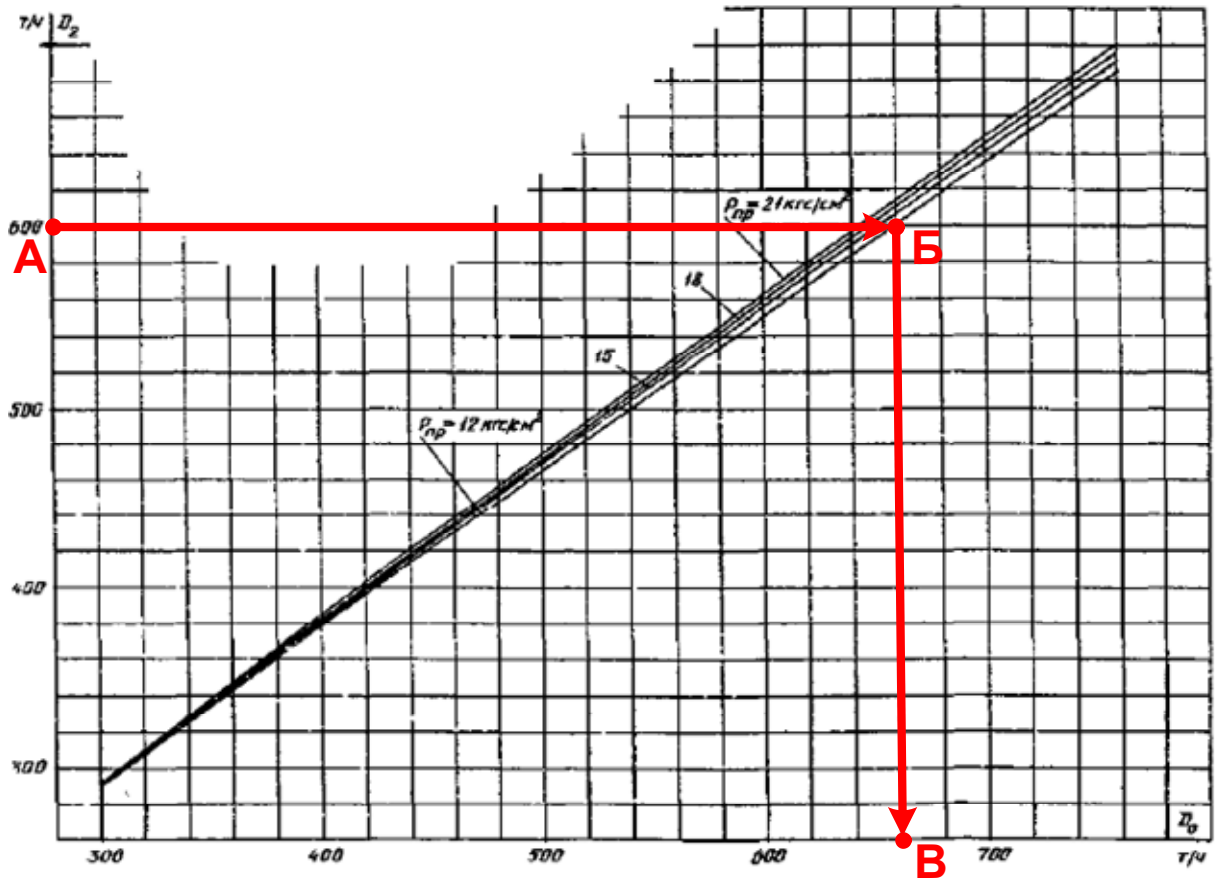


Рис. 12.3 Зависимость расхода пара в голову турбины от расхода пара на выходе из последней ступени (на примере турбины P-100-130/15).

При отклонении фактических параметров работы турбины от номинальных, принятых при построении диаграммы режимов, необходимо внести соответствующие поправки к величине мощности.

Так, например, при отклонении температуры возвращаемого конденсата от принятой при построении диаграммы необходимо по его фактической температуре и расходу пара противодавления определить расход пара на производство, который бы имел место при номинальной температуре возвращаемого конденсата. По определенному «фиктивному» расходу и заданному давлению пара противодавления по диаграмме режимов определяется фактическая электрическая мощность турбины.

12.3. Работа с диаграммами режимов турбин с регулируемыми теплофикационными отборами (типа «Т»).

Диаграмма режимов работы турбины типа «Т» представляет собой совокупность линий, характеризующих взаимную зависимость между теплофикационной нагрузкой Q_T , Гкал/ч (т/ч), расходом пара в голову турбины D_0 , т/ч и ее электрической мощностью N_T , МВт при различных значениях давления в нижнем p_{TH} (при одноступенчатом подогреве сетевой

воды) или верхнем $p_{ТВ}$ (при двух- и трехступенчатом подогреве) теплофикационных отборах (рис. 12.4), а также при различных значениях температуры прямой сетевой воды. Расположение квадрантов и осей может быть отличным.

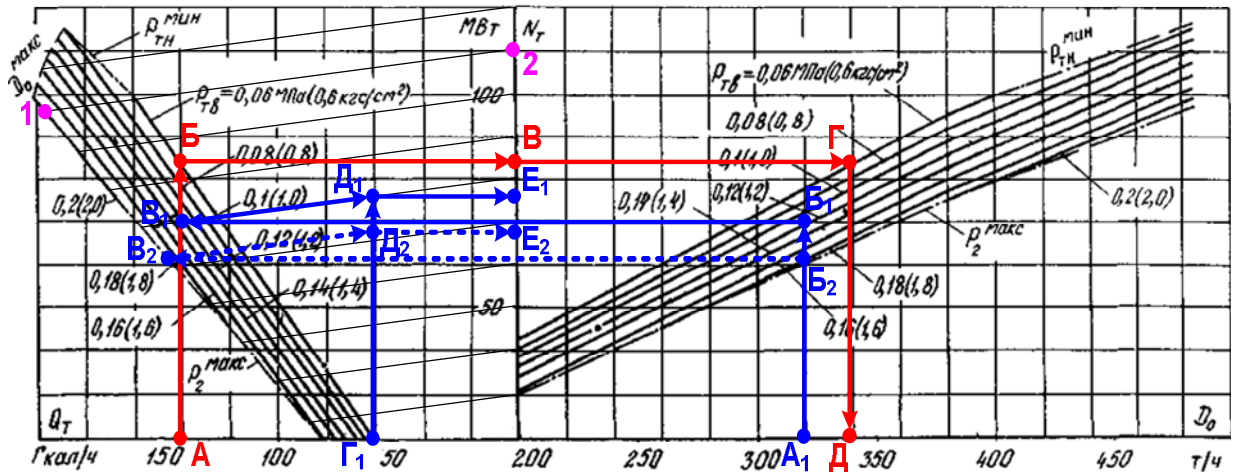


Рис. 12.4. Диаграмма режимов турбины типа «Т», вариант 1 (на примере турбины Т-100/120-130).

Существует два характерных режима работы турбины типа «Т»:

- по тепловому графику при заданной теплофикационной нагрузке с *минимальным* вентиляционным пропуском пара в конденсатор;
- по электрическому графику при заданной теплофикационной нагрузке и произвольных значениях электрической мощности турбины (и соответствующего расхода в голову).

Вспомогательная линия 1-2 на рис. 12.4 и параллельные ей соответствуют постоянным значениям электрической мощности турбины при работе по электрическому графику.

Для определения максимально возможной мощности турбины необходимо использовать режим работы по электрическому графику.

Исходными данными для ее определения являются:

- теплофикационная нагрузка Q_T (в нижеследующем примере 50 Гкал/ч, точка Γ_1);
- давление в теплофикационном отборе (в примере – давление в нижнем теплофикационном отборе при одноступенчатом подогреве сетевой воды $p_{ТН} = 1,2 \text{ кгс/см}^2$);
- расход пара в голову турбины.

Расход пара в голову определяется либо по результатам расчетов величины его ограничений, обусловленных работой системы технического водоснабжения, ограничениями паропроизводительности котельных агрегатов и т.п., либо, при отсутствии подобных ограничений, в первом приближении принимается равным максимальному при заданном значении теплофикационной нагрузки.

В примере расход определен из условий работы системы технического водоснабжения и составляет 320 т/ч, точка A_1 .

Чтобы определить максимально возможную мощность турбины при определенных выше исходных данных необходимо из точки A_1 восстановить перпендикуляр до линии требуемого давления в нижнем теплофикационном отборе $p_{\text{ТН}} = 1,2 \text{ кгс/см}^2$ (точка B_1), откуда параллельно оси расхода пара в голову дойти до точки пересечения с линией соответствующего давления в левом квадранте диаграммы, ограниченном осями Q_T и N_T (точка B_1). Из точки B_1 , двигаясь параллельно вспомогательной линии постоянной мощности необходимо определить точку D_1 пересечения с заданной теплофикационной нагрузкой (перпендикуляр из точки Γ_1), откуда опустить перпендикуляр на ось мощности турбины (точка E_1).

Таким образом, при теплофикационной нагрузке 50 Гкал/ч, давлении в нижнем теплофикационном отборе $p_{\text{ТН}} = 1,2 \text{ кгс/см}^2$ и расходе пара в голову турбины 320 т/ч максимально возможная мощность турбины составит 76 МВт.

Не всякое сочетание параметров работы турбины технически реализуемо. Реализуемость режима работы определяется общим паровым балансом турбины. Так, например, при заданных выше значениях расхода пара в голову 320 т/ч, давлении $p_{\text{ТН}} = 1,2 \text{ кгс/см}^2$, но большей теплофикационной нагрузке (155 Гкал/ч), точка B_1 окажется правее точки Γ_1 , точки пересечения D_1 не будет, то есть режим при данных условиях окажется несовместным.

Для возвращения в зону технически реализуемых режимов необходимо либо увеличить расход пара в голову турбины, если это возможно, либо снизить теплофикационную нагрузку, перераспределив ее между другими турбинами.

Увеличение давления в теплофикационном отборе при прочих равных параметрах приведет к снижению максимально возможной мощности турбины (линия A_1 - B_2 - B_2 - (Γ_1) - D_2 - E_2). Мощность турбины в новом режиме составит 50 МВт, снижение – E_1 - E_2 =76-68=8 МВт соответственно. Верна и обратная зависимость.

В случае задания вместо величины расхода в голову значения электрической мощности, определение величины D_0 осуществляется в обратном порядке по алгоритму E_1 - Γ_1 - D_1 - B_1 - A_1 .

Имеет место и другой вид диаграммы режимов, состоящий из нескольких диаграмм, построенных для различных значений давления пара в нижнем (верхнем) теплофикационных отборах, содержащих совокупность линий, характеризующих прямо пропорциональные зависимости между электрической мощностью и расходом пара в голову турбины при различных значениях теплофикационной нагрузки (рис. 12.5).

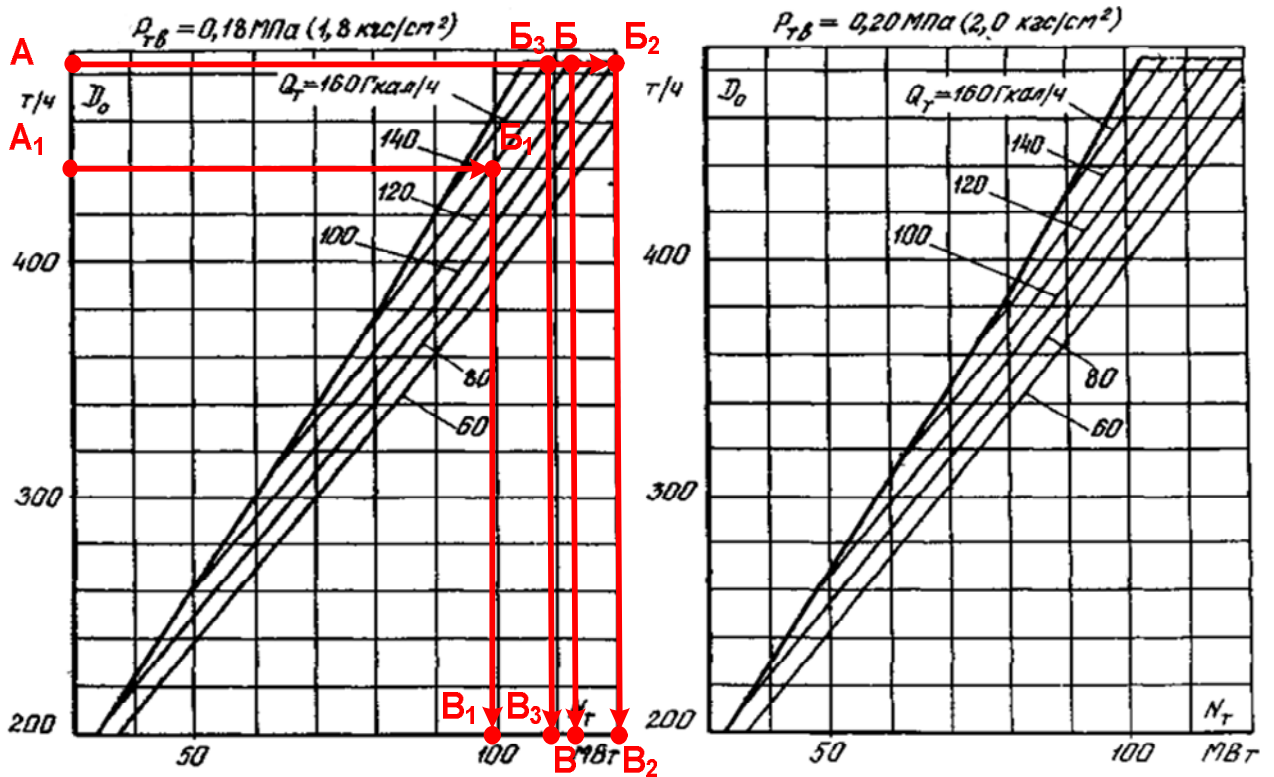


Рис. 12.5. Диаграмма режимов турбины типа «Т», вариант 2 (на примере турбины Т-100/120-130).

Пусть в исходном режиме турбина работала при следующих параметрах: $p_{тв} = 1,8 \text{ кгс/см}^2$, $Q_T = 140 \text{ Гкал/ч}$, расход пара в голову – максимальный $D_0 = 484 \text{ т/ч}$. Максимально возможная мощность турбины в данном случае составит 113 МВт (линия А-Б-В на рис. 12.5).

Снижение расхода пара, например до 440 т/ч, приведет к уменьшению мощности турбины. Мощность турбины в новом режиме составит 99 МВт (линия А₁-Б₁-В₁ на рис. 12.5), снижение – $V-V_1 = 113 - 99 = 14 \text{ МВт}$ соответственно. Верна и обратная зависимость.

Увеличение теплофикационной нагрузки, например до 160 Гкал/ч, приведет к уменьшению мощности турбины. Мощность турбины в новом режиме составит 109 МВт (линия А-Б₃-В₃ на рис. 12.5), снижение – $V-V_3 = 113 - 109 = 4 \text{ МВт}$ соответственно. Верна и обратная зависимость (линия А-Б-Б₂-В₂ на рис. 12.5).

Аналогичные зависимости изменения параметров можно получить, используя диаграмму режимов, представленную на рис. 12.4.

Режим работы турбины по тепловому графику может быть использован для определения ее технологического минимума по отпуску тепла в теплофикационные отборы (рис. 12.4).

Так при теплофикационной нагрузке 150 Гкал/ч и давлении пара в нижнем теплофикационном отборе $0,6 \text{ кгс/см}^2$ электрическая мощность турбины составит 84 МВт, расход пара в голову – 340 т/ч (линия А-Б-В-Г на рис. 12.4). Расход пара в конденсатор при этом будет минимальным.

При отличии фактических параметров работы турбины от номинальных принятых при построении диаграммы режимов с помощью поправочных кривых определяются поправки к полученному значению электрической мощности турбины.

Конденсационный режим работы турбины «Т» описывается диаграммой, аналогичной диаграмме режимов турбины типа «К».

12.4. Работа турбин типа «К» в режиме ухудшенного вакуума. Работа турбин с регулируемым теплофикационными отборами (типа «Т») на встроенном пучке конденсатора.

Перевод турбины типа К в режим ухудшенного вакуума фактически соответствует ее переводу в режим работы с противодавлением (рис. 12.6). Турбины, для которых заводом-изготовителем предусмотрена возможность работы в режиме ухудшенного вакуума, должны быть снабжены соответствующими экспериментальными или расчетными зависимостями.

При отсутствии таких зависимостей необходимо проведение расчетов, корректирующих диаграмму режимов с внесением соответствующих изменений в НТД электростанции.

Снижение мощности при переводе турбины в режим ухудшенного вакуума может быть определено при неизменном расходе в голову турбины как разность величин мощностей, полученных по характеристикам, построенным при режимах с нормальным и ухудшенным вакуумом.

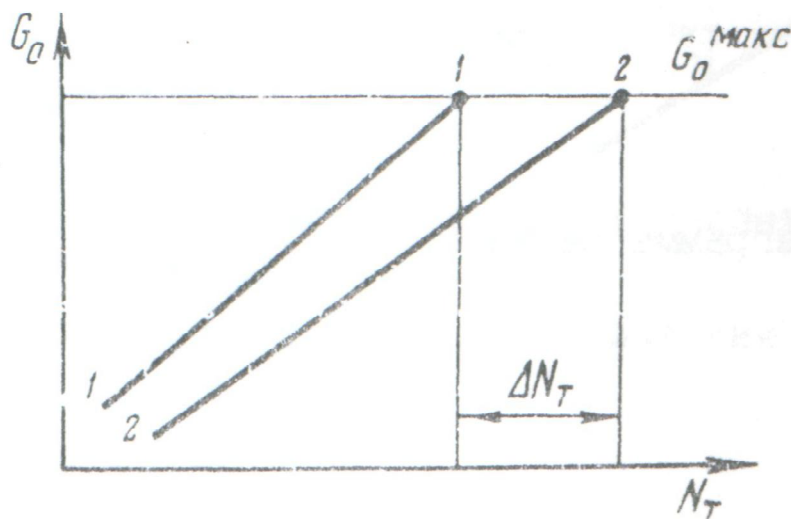


Рис. 12.6. Зависимость электрической мощности турбины типа «К» от расхода пара в голову при нормальном (линия 2-2) и ухудшенном (линия 1-1) вакууме, ΔN – снижение мощности турбины.

Турбины типа «Т», для которых предусмотрена возможность работы на встроенном пучке конденсатора, должны быть снабжены соответствующими

диаграммами режимов работы при трехступенчатом подогреве сетевой воды, аналогичными диаграммам режимов при двухступенчатом подогреве.

12.5. Работа с диаграммой режимов турбины с регулируемым производственным и теплофикационным отборами пара (типа «ПТ»).

Диаграмма режимов турбины типа «ПТ» состоит из двух полей. Поле в верхнем квадранте диаграммы (рис. 12.7) характеризует работу «фиктивной» турбины, имеющей один производственный отбор. Поле в нижнем квадранте позволяет определить поправку к мощности «фиктивной» турбины при наличии теплофикационного отбора.

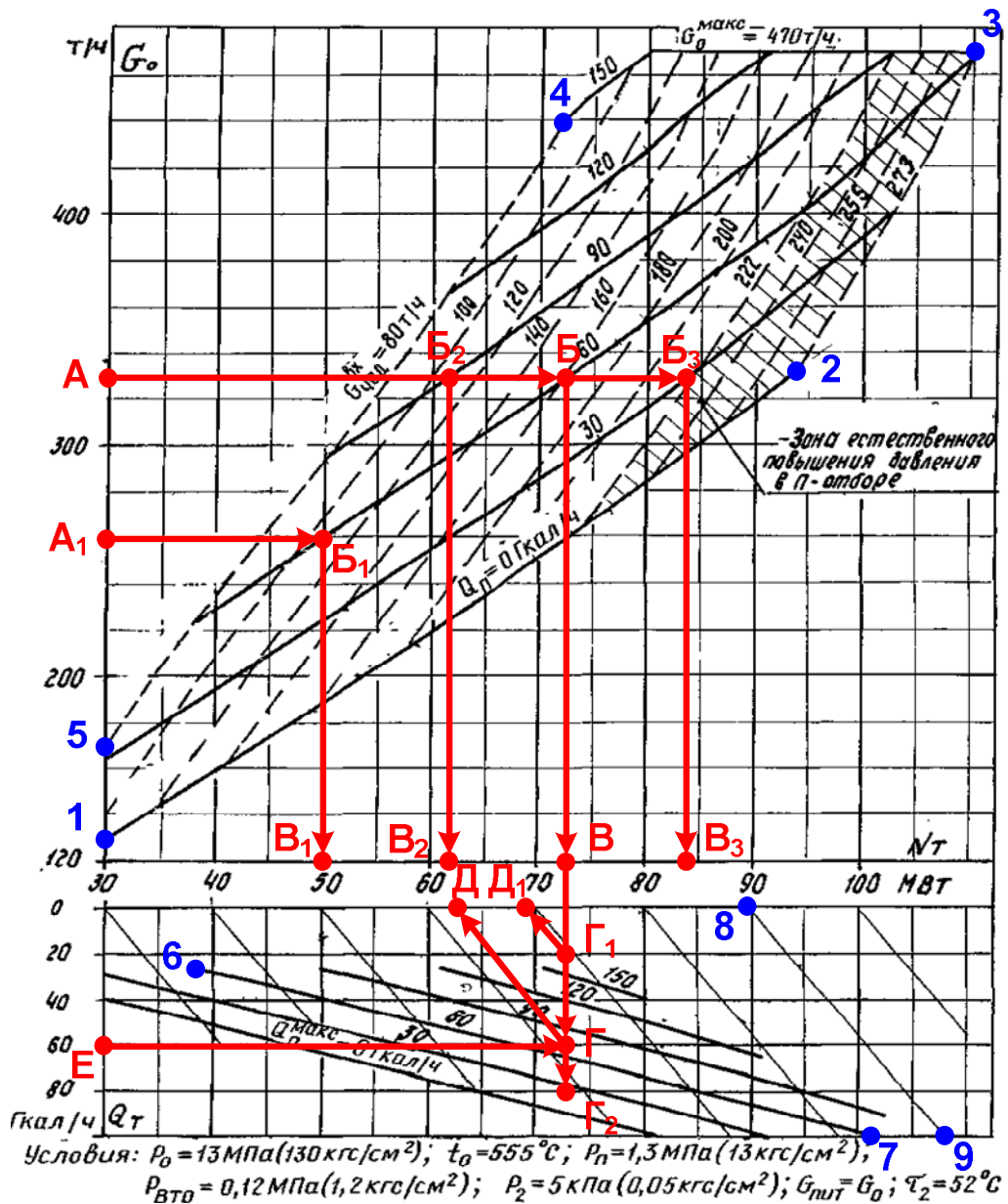


Рис. 12.7. Диаграмма режимов турбины типа ПТ (на примере турбины ПТ-80/100-130).

Нижней границей диаграммы в верхнем квадранте служит режим нулевого производственного отбора $Q_{II} = 0$ Гкал/ч, что соответствует расходу пара $D_{II} = 0$ т/ч, (линия 1-2), левой границей – минимальный пропуск пара через ЧСД (линия 4-5), правой – максимально возможный пропуск пара через ЧСД (линия 2-3). Линии, параллельные 1-2, соответствуют постоянным значениям отпуска тепла (постоянным значениям расхода пара) в производственный отбор, параллельные 4-5 и 2-3 – пропуску пара в ЧСД. Верхняя часть диаграммы ограничена максимально возможным расходом пара в голову турбины $G_0^{\text{МАКС}}$.

Для того, чтобы определить электрическую мощность турбины в том или ином режиме, необходимы следующие исходные данные:

- расход пара в производственный отбор;
- расход пара в теплофикационный отбор (либо тепловая нагрузка теплофикационного отбора);
- расход пара в голову турбины.

Расход пара в голову определяется либо в результате расчета величины его ограничений, обусловленных, например, работой системы технического водоснабжения, ограничениями паропроизводительности котельных агрегатов и т.п., либо, при отсутствии подобных ограничений, в первом приближении принимается равным максимальному при заданном значении производственного отбора (включая зону естественного повышения давления в П-отборе). В примере расход определен из условий работы системы технического водоснабжения и составляет 330 т/ч.

В случае отсутствия теплофикационного отбора ($Q_T = 0$, $D_T = 0$) определение электрической мощности турбины ведется по верхнему квадранту диаграммы (рис. 12.7): находится точка Б пересечения линий, соответствующих заданному расходу пара в голову турбины 330 т/ч (точка А) и соответствующему отпуску тепла 60 Гкал/ч в производственный отбор, из которой опускается перпендикуляр на ось мощности (точка В). Мощность турбины в данном случае равна 73 МВт.

Изменение электрической мощности турбины может произойти в следующих случаях:

- при ограничении паропроизводительности котла и, как следствие, снижения расхода пара в голову турбины, например, до 260 т/ч при условии сохранения требуемой нагрузки производственного отбора 60 Гкал/ч произойдет снижение мощности, определяемое аналогично рассмотренному выше примеру по линии А₁-Б₁-В₁ (рис. 12.7). Мощность турбины в новом режиме составит 50 МВт, снижение – $B-B_1=73-50=23$ МВт соответственно.
- при изменении отпуска тепла в регулируемые отборы.

Снижение мощности при снижении отборов имеет место лишь в том случае, когда в исходном режиме турбина работала с максимальным расходом пара в отсек (цилиндр), следующий за

камерой соответствующего производственного или теплофикационного отбора.

Если нагрузка производственного отбора увеличивается, и отсутствует возможность увеличения расхода пара в голову турбины, то мощность турбины снижается (линия А-В₂-В₂ рис.12.7). Мощность турбины в новом режиме составит 62 МВт, снижение – $V-B_2=73-62=11$ МВт.

При уменьшении нагрузки производственного отбора, например, до 30 Гкал/ч, и сохранении прежнего расхода пара в голову турбины 330 т/ч увеличится расход пара в ЧСД и конденсатор.

Если это увеличение допустимо по условиям работы, то мощность турбины увеличивается (линия А-В-В₃-В₃).

Линия 8-9 и параллельные ей в нижнем квадранте диаграммы соответствуют постоянным значениям электрической мощности турбины. При наличии теплофикационного отбора электрическая мощность турбины при прочих равных условиях уменьшается.

Для определения снижения мощности необходимо из точки В опустить перпендикуляр до линии заданного значения тепловой нагрузки (точка Е) и по линии постоянной мощности подняться до оси мощности (точка Д). Мощность турбины в новом режиме составит 63 МВт, снижение – $V-D=73-63=10$ МВт.

По мере снижения тепловой нагрузки теплофикационного отбора при неизменных расходах пара в голову турбины и в производственный отбор электрическая мощность турбины увеличивается (линия А-В-Г₁-Д₁ рис. 12.7). Например, при снижении тепловой нагрузки до 20 Гкал/ч мощность турбины в новом режиме составит 69 МВт, увеличение относительно мощности при исходной нагрузке теплофикационного отбора – $D_1-D=69-63=6$ МВт.

По мере увеличения теплофикационной нагрузки мощность турбины снижается. При этом необходимо учитывать, что не вся область нижнего квадранта диаграммы технически реализуема.

Линия 6-7 и параллельные ей определяют максимально допустимый расход пара в производственный отбор при той или иной величине нагрузки теплофикационного отбора.

Так, при увеличении нагрузки теплофикационного отбора до 80 Гкал/ч (точка Г₂) режим работы турбины технически нереализуем, поскольку максимально допустимая нагрузка производственного отбора составляет менее 30 Гкал/ч при необходимости обеспечения заданной величины 60 Гкал/ч.

В случае если в качестве исходных данных заданы нагрузки отборов и электрическая мощность, определение величины расхода в голову турбины осуществляется в обратном порядке по аналогичному алгоритму Е-Д-Г-В-Б-А.

При отличии фактических параметров работы турбины от номинальных, принятых при построении диаграммы режимов, с помощью

поправочных кривых определяются поправки к полученному значению электрической мощности турбины.

Конденсационный режим работы турбины ПТ описывается диаграммой, аналогичной диаграмме режимов турбины типа К.

13. Причины ограничений мощности турбоагрегатов

13.1 Ограничение мощности из-за дефектов оборудования.

13.1.1. Дефекты турбинного оборудования.

Если в процессе эксплуатации выявляются дефекты в работе турбинного оборудования, ограничивающие мощность турбоагрегата, то учитываются только те ограничения, устранение которых возможно только в процессе капитальных ремонтов или реконструкций.

Ограничение мощности определяется результатами натурных испытаний, специальными расчетами, либо заключением завода-изготовителя.

Наиболее характерными ограничивающими мощность дефектами турбинного оборудования могут быть:

- повреждения в проточной части турбины;
- появление низкочастотной вибрации;
- перегрузка упорного подшипника;

Возможность эксплуатации турбин с поврежденной проточной частью определяется заводом-изготовителем, который определяет ограничение мощности.

При удалении единичных рабочих лопаток мощность турбин практически не ограничивается. При снятии целого ряда рабочих лопаток, если не ограничивается расход пара, максимальная мощность снижается на значение мощности, развиваемое этой ступенью. При удалении диафрагмы допустимый расход пара на турбину значительно сокращается, и величина ограничения мощности определяется этим расходом и мощностью удаленной ступени.

В случаях появления опасных низкочастотных вибраций валопровода турбины и при невозможности выполнения мероприятий по ее предотвращению в рассматриваемый период допускается временное ограничение мощности турбины.

Порог мощности, обеспечивающий нормальную эксплуатацию турбины, по согласованию с заводом-изготовителем определяется по результатам натурных испытаний.

Перегрузка упорного подшипника фиксируется штатным температурным контролем упорных колодок. Максимальная мощность турбины определяется максимально допустимыми температурами колодок, уровень которых устанавливается заводом-изготовителем.

Не учитываются ограничения мощности вследствие:

- повышения давления на колодки упорного подшипника из-за заноса проточной части турбины солями;

- повышения температур в отдельных колодках из-за некачественного ремонта подшипника.

Ограничения мощности, связанные с состоянием лопаточного аппарата, износом уплотнений подлежат устранению в ближайший капитальный ремонт. Ограничения мощности, связанные с перегрузкой упорного подшипника из-за конструктивных дефектов турбины (повышенные осевые усилия, малая несущая способность подшипника) также подлежат устранению во время реконструкций и капитальных ремонтов.

В случае невозможности, либо нецелесообразности устранения таких ограничений проводится перемаркировка оборудования на величину указанных технических ограничений.

Длительное ограничение мощности турбоустановки может иметь место при плановом выводе на реконструкцию (на срок более 1 года) вспомогательного оборудования, не имеющего резерва. К таким случаям относятся:

- реконструкция ПВД;
- замена или модернизация питательных турбонасосов;
- реконструкция градирен и т.п.

При отключении ПВД максимальная мощность турбины снижается в соответствии с указаниями завода-изготовителя. При останове питательного насоса мощность энергоблока определяется возможностью оставшегося в работе насоса.

13.1.2. Дефекты в работе котельного оборудования электростанции, ограничивающие мощность турбоагрегатов.

Основными причинами, ограничивающими мощность турбоагрегатов, могут быть:

- снижение паропроизводительности котла;
- снижение температуры свежего пара и пара промперегрева;
- снижение давления свежего пара.

При снижении паропроизводительности котла и выходных параметров пара на длительный период (до реконструкции оборудования, замены барабана котла, паропроводов, перевода на другое топливо и т.п.) ограничение мощности турбины определяется по диаграммам режимов и по поправочным кривым на отклонение параметров от номинальных.

Значительные снижения температур (больше значений, оговоренных в инструкциях и технических условиях) согласовываются с заводом-изготовителем. Если поправочные кривые не охватывают не обходимый диапазон изменения параметров, оценка снижения мощности производится расчетом.

При значительном снижении начального давления пара мощность турбины снижается как из-за снижения пропускной способности турбины, так и за счет снижения располагаемого теплоперепада.

Снижение пропускной способности может быть оценено по формуле:

$$G_0' = G_0^{МАКС} \cdot \frac{p_0'}{p_0} \cdot \sqrt{\frac{T_0}{T_0'}}, \quad (13.1)$$

где $G_0^{МАКС}$ – максимальный расход пара на турбину при номинальных значениях давления p_0 и температуры T_0 перед турбиной, т/ч;

p_0' и T_0' – сниженные параметры пара перед турбиной, МПа и $^{\circ}\text{C}$.

Снижение располагаемого теплоперепада определяется по $hs(is)$ – диаграмме.

Оценка снижения мощности конденсационных и противодавленческих турбин может быть произведена по формуле:

$$N_{МАКС}' = N_{МАКС} \cdot \frac{G_0'}{G_0^{МАКС}} \cdot \frac{H_0'}{H_0},$$

где H_0 и H_0' – располагаемые теплоперепады при номинальных и пониженных параметрах свежего пара.

Для турбин с регулируемыми отборами пара требуется более детальный расчет, корректирующий диаграмму режимов.

13.1.3. Дефекты в работе генераторов и главных трансформаторов, ограничивающие мощность турбоагрегатов.

При наличии каких-либо дефектов в генераторах и трансформаторах, ограничивающих их активную мощность, и устранение которых требует проведения капитального ремонта или реконструкции, располагаемая мощность турбоагрегатов (энергоблоков) определяется с учетом этих ограничений.

13.2. Ограничение мощности, связанные с отклонением от проекта.

13.2.1. К изменениям проектных решений, которые могут привести к снижению располагаемой электрической мощности, относятся:

- организация дополнительных теплофикационных и промышленных отборов пара от турбин;
- перевод конденсационных турбин на работу с ухудшенным вакуумом с целью использования тепла отработавшего пара для целей теплофикации (в случаях если перевод в данный режим обусловлен технической необходимостью (особенности тепловой схемы, отсутствие возможности обеспечения заявленного уровня теплотребления от других источников (отборов, ПВК), что подтверждается наличием обосновывающих документов, заключений и расчетов);
- повышение параметров промышленного отбора или противодавления у турбин типа «Р»;

Во всех перечисленных случаях снижение электрической мощности связано с уменьшением конденсационной выработки и определяется экспериментальным и расчетным путем.

13.2.2. При переводе турбин в режим ухудшенного вакуума снижение мощности определяется в зависимости от давления отработавшего пара

по существующим характеристикам в НТД электростанции или технических условиях завода-изготовителя.

13.2.3. Дополнительный отбор пара из нерегулируемых отборов для собственных нужд электростанции или для отпуска тепла на сторону приводит к снижению мощности, которую обычно указывает завод в технических условиях на поставку турбин или в специальных письмах. Данное ограничение учитывается только при отсутствии возможности обеспечения отпуска необходимого объема тепла от других источников теплоснабжения электростанции, за исключением РОУ и БРОУ, подключенных к паропроводам свежего пара;

13.2.4. Ограничение мощности из-за недостатка теплового потребления на турбинах типа «Р».

Турбины типа «Р» работают по чисто теплофикационному режиму и их электрическая мощность полностью зависит от тепловой нагрузки. Располагаемая электрическая мощность этих турбин определяется по диаграмме режимов для конкретных условий работы по отпуску пара с противодавлением при заданном давлении отработавшего пара.

Если на электростанции параллельно работают турбины типа «П» и «ПТ» с отборами, то располагаемая мощность турбины типа «Р» определяется с учетом возможного замещения нагрузки производственного отбора паром противодавления.

В режиме турбин «Р» фактически работают конденсационные турбины, переведенные на ухудшенный вакуум, и турбины типа «Т» с подогревом сетевой или подпиточной воды во встроенном пучке конденсатора.

14. Причины ограничений паропроизводительности котлоагрегатов

14.1. Максимальная производительность топливоподачи.

14.1.1. Основной причиной возникновения ограничений нагрузок ТЭС по условиям работы топливоподачи является ее недостаточная производительность.

При проектных показателях качества топлива и соблюдении правил технической эксплуатации ограничения производительности топливоподачи отсутствуют в связи с резервированием линии топливоподачи.

14.1.2. На изменение производительности топливоподачи при ухудшении качественных характеристик твердого топлива оказывают влияние следующие факторы:

- снижение теплоты сгорания топлива из-за повышения зольности и влажности, приводящее к необходимости увеличить расход топлива в котлы;
- ухудшение сыпучих свойств топлива:
 - из-за повышения зольности и влажности, приводящее к замазыванию (залипанию) разгружаемых вагонов, механизмов и

пересыпных коробов тракта топливоподачи, зависаниям и слеживанию топлива в бункерах;

– из-за смерзания в вагонах и на складах в холодное время года;

14.1.3. Влияние ухудшения сыпучих свойств топлива на работу отдельных узлов топливоподачи выражается в:

- затрудненности выгрузки в зимний период смерзшегося в вагонах топлива и связанном с этим увеличением времени простоя вагонов (размораживание, рыхление, зачистка вагонов);
- смерзания топлива в зимний период в складских штабелях;
- налипании топлива на решетки и стенки приемных бункеров разгрузочных устройств, сводообразовании в бункерах;
- возникновении завалов на решетках разгрузочных устройств;
- замазывании ленты и роликов ленточных питателей под разгрузочным устройством и за бункерами складов и лотков качающихся питателей;
- налипании топлива на стенки пересыпных коробов и поверхность шиберов и связанном с этим сужением проходного сечения коробов;
- замазывании решеток грохотов, приводящем к снижению площади рассеивания топлива, и соответственно производительности грохота;
- замазывании конвейерной ленты, барабанов, роликов, очистных устройств, приводящем к нарушениям в режиме работы конвейера (пробуксовка ленты, увеличение нагрузок на подшипниковые узлы).
- отложении топлива на стенках бункеров сырого угля, что приводит к сокращению их рабочего объема;

Наличие по тракту топливоподачи специальных устройств частично или полностью устраняет влияние ухудшения качества топлива или значительно сокращает простои топливоподачи по этой причине.

14.1.4. Количественную оценку изменения производительности топливоподачи следует выполнять в следующем порядке:

14.1.4.1. Определяется фактическая максимальная производительность одной нитки топливоподачи по формуле:

$$Q_{\text{МАКС}} = 3,6 \cdot q \cdot V, \text{ т/ч} \quad (14.1)$$

где q – максимальная нагрузка топлива на погонный метр длины ленты конвейера, имеющего наибольший угол наклона, кг/м;

V – скорость ленты конвейера, м/с.

Максимальная погонная нагрузка определяется опытным путем. При отсутствии данных по измерению погонной загрузки возможно определение теоретической максимальной производительности конвейера по формуле:

$$Q_{\text{МАКС}} = B^2 \cdot g \cdot K_{\text{П}} \cdot V \cdot K_{\text{б}}, \text{ т/ч} \quad (14.2)$$

где B – ширина ленты, м;

g – насыпная плотность топлива, т/м²;

V – скорость ленты, м/с;

K_{II} – коэффициент площади сечения топлива на ленте. При угле наклона боковых роликов конвейера 20° $K_{II} = 300$;

K_b – коэффициент уменьшения сечения топлива на наклонном конвейере. При угле наклона конвейера $16-20^\circ$ $K_b = 0,9$.

14.1.4.2. Определяется расчетная производительность топливоподачи по формуле:

$$Q_P = Q_{МАКС} \cdot \frac{K_{O.G}}{K_H}, \text{ т/ч} \quad (14.3)$$

где $Q_{МАКС}$ – максимальная производительность топливоподачи, определенная по формулам (14.1) или (14.2), т/ч;

K_H – коэффициент неравномерности загрузки конвейеров, равный 1,1-1,5 в зависимости от способа загрузки конвейера, меньшее значение принимается при равномерной загрузке питателем;

$K_{O.G}$ – коэффициент оперативной готовности топливоподачи.

Коэффициент оперативной готовности топливоподачи определяется как произведение коэффициентов готовности отдельных узлов, входящих в одну нитку топливоподачи (вагоноопрокидыватель – K_G^B , питатели – K_G^II , конвейеры – $K_G^{K_i}$, дробилки – K_G^D):

$$K_{O.G} = K_G^{K_1} \cdot K_G^{K_2} \cdot K_G^{K_3} \cdot \dots \cdot K_G^B \cdot K_G^II \cdot K_G^D \quad (14.4)$$

Коэффициенты готовности принимаются по данным заводоизготовителей или нормативным документам.

В случае невозможности обеспечения данных значений коэффициента готовности приводятся его фактическое значение с одновременным указанием мероприятий, направленных на его повышение.

Фактические коэффициенты оперативной готовности оборудования (исходя из плановой работы конвейера в течение всего календарного времени) определяются по формуле:

$$K_{O.G} = \frac{T_{КАЛ} - T_{ОТК} - T_{ПЛ.РЕМ}}{T_{КАЛ}}, \quad (14.5)$$

где $T_{КАЛ}$ – календарное время за месяц, часов;

$T_{ОТК}$ – продолжительность простоя оборудования по причине отказа в течение месяца, часов;

$T_{ПЛ.РЕМ}$ – продолжительность плановых ремонтов и технического обслуживания оборудования за месяц.

При определении фактических значений коэффициентов оперативной готовности оборудования пересыпные короба включать в состав загрузочного устройства соответствующего конвейера.

14.1.4.3. Полученная по формуле (14.3) расчетная производительность одной линии топливоподачи сравнивается с часовой потребностью натурального топлива на все котлы при номинальной нагрузке. Превышение часовой потребности топлива

расчетной производительности топливоподачи является фактором возможных ограничений в обеспечении котлов топливом, и соответственно паропроизводительности.

Небольшие (до 10%) и кратковременные дефициты производительности топливоподачи могут быть компенсированы одновременным включением второй (резервной) линии.

14.1.4.4. В случае, если основным фактором, определяющим ограничения нагрузки, является разгрузочное устройство с вагоноопрокидывателем, определяется фактическая производительность вагоноопрокидывателя по формуле:

$$Q_{BO} = n \cdot G, \text{ т/ч} \quad (14.6)$$

где n – максимальное количество опрокидываний в час;

G – грузоподъемность железнодорожных вагонов, т.

Фактическое количество опрокидываний в час определяется с учетом факторов, перечисленных в п. 14.1.3.

14.1.4.5. Расчетная производительность топливоподачи, учитываемая при расчете ограничений, определяется как минимальное из значений, полученных в п. 14.1.4.4. и 14.1.4.2.

14.1.5. Возможные мероприятия по снижению ограничений, связанных со снижением производительности топливоподачи вследствие ухудшения качества топлива, состоят в:

- установке размораживающих устройств (тепляков), буро- и виброрыхлительных машин, дробильно-фрезерных машин для ускорения выгрузки смерзшегося топлива;
- установке дробильно-фрезерных машин для дробления кусков топлива на решетках разгрузочных устройств;
- устройстве обогрева, облицовке, а также установке вибраторов на стенках приемных бункеров и пересыпных коробов тракта топливоподачи, направленных на снижение замазывания их топливом;
- реконструкции пересыпных коробов и бункеров, направленной на ликвидацию застойных зон;
- установке более эффективных очистных устройств конвейерной ленты.

14.2. Недостаток производительности тяго-дутьевого оборудования.

14.2.1. Ограничение производительности котла при ухудшении качества топлива (росте его влажности и зольности) может быть вызвано следующими причинами:

- недостатком тяги вследствие достижения предельной производительности дымососа;
- нехваткой напора вентилятора в связи с увеличением сопротивления систем пылеприготовления при росте их производительности.

- 14.2.2. Снижение паропроизводительности котла из-за нехватки тяги
- 14.2.2.1. Снижение паропроизводительности котла из-за нехватки тяги обусловлено:
- увеличением расхода газов или сопротивления, газового тракта котла из-за его загрязнения (заноса);
 - увеличением температуры и объема уходящих газов и снижением располагаемого напора дымососа;
- 14.2.2.2. Увеличение расхода газов может быть вызвано следующим:
- увеличением приведенной влажности топлива $W^{пр}$ при ухудшении его качества;
 - увеличением присосов в газовый тракт котла.
- 14.2.2.3. Ограничение производительности дымососа вызывается двумя причинами:
- превышением сопротивления газового тракта над располагаемым напором дымососа;
 - превышением требуемой мощности электродвигателя дымососа над его номинальной мощностью.
- 14.2.2.4. Исходными данными для определения ограничений по тяге являются:
- производительность дымососа при полностью открытом направляющем аппарате и предусмотренном режимной картой разрежении вверху топки (при действии ограничений по напору);
 - сопротивление газового тракта, соответствующее этой производительности дымососа, приведенное к температуре, при которой построена его паспортная характеристика, а также нагрузка котла, при которой определены производительность дымососа и сопротивление газового тракта;
 - качество сжигаемого топлива (в случае сжигания смеси топлив должны быть указаны их доли по теплу), а также избытки воздуха за топкой α''_T , за воздухоподогревателем $\alpha''_{ВП}$ и дымососом $\alpha''_{ДС}$;
 - мощность, потребляемая из сети электродвигателем дымососа (для ограничений по мощности);
 - мощность на валу электродвигателя, определяемая по формуле:

$$N_B^V = N_{пот} \cdot h_{дв}, \text{ кВт} \quad (14.7)$$
 где N_B^V – мощность на валу, кВт;
 $N_{пот}$ – потребляемая из сети мощность электродвигателя дымососа, кВт;
 $h_{дв}$ – коэффициент полезного действия электродвигателя согласно паспортным данным;
 - расчетные значения расхода газов, величины сопротивления тракта и потребляемой мощности на номинальной нагрузке, а также паспортные характеристики дымососа $H = f(Q_{ДС})$ и

$$N = f(Q_{\text{дс}}).$$

В случае если фактическое значение сопротивления тракта (на чистом котле) отличается от расчетного, то необходимо привести и фактическое сопротивление тракта на номинальной нагрузке.

14.2.2.5. Производительность дымососа определяется по формуле:

$$Q_{\text{дс}} = B_p \cdot (V_{\text{г.вх}} + \Delta a \cdot V^0) \cdot \frac{T_{\text{дс}}'' + 273}{273}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (14.8)$$

где B_p – расход топлива с учетом механического недожога при максимально возможной нагрузке котла, кг/ч или м³/ч;

$V_{\text{г.вх}}$ – объем продуктов горения на 1 кг топлива при избытке воздуха

$a_{\text{вп}}''$ за воздухоподогревателем при 0°С и 760 мм.рт.ст.;

Δa – присосы воздуха в газоходах за воздухоподогревателем;

V^0 – теоретический объем воздуха, м³/кг;

$T_{\text{дс}}''$ – температура газов у дымососа, °С.

14.2.2.6. Величины, входящие в формулу (14.8), определяются следующим образом:

- расход топлива на котел определяется по обратному балансу;
- удельные (теоретические) объемы (м³/кг) дымовых газов (и воздуха) определяются по элементарному составу топлива;

Если характеристики сжигаемого топлива отличаются от нормативных значений, то элементарный состав нормативного топлива пересчитывается с учетом балласта фактического топлива;

- присосы воздуха в газовый тракт, значения температур и сопротивлений по газозвоздушному тракту определяются по результатам натурных испытаний.

14.2.2.7. Для определения ограничений по напору полученные в п. 14.2.2.5. значения расхода газов при полностью открытом направляющем аппарате, а также приведенное значение сопротивления тракта или, что одно и то же, напор, создаваемый дымососом, наносится на график $H = f(Q_{\text{дс}})$ дымососа (рис.14.1).

При отсутствии причин, снижающих напор дымососа (например, износ или занос лопаток золой), полученная точка должна лежать на характеристике, соответствующей $j = 0$. Если полученная точка лежит ниже кривой $j = 0$, то это требует выявления причин снижения напора дымососа или проверки правильности определения расхода газов.

14.2.2.8. При определении ограничений мощности полученные значения расхода газов и потребляемая мощность на валу машины наносятся на график $N = f(Q_{\text{дс}})$ (рис.14.2).

На этом же графике необходимо определить максимальную мощность электродвигателя N_B^y , приведенную к мощности на валу, полученную по формуле (14.7). Положение рабочей точки однозначно позволяет судить о возможности дальнейшего нагружения машины и, соответственно, о наличии ограничений нагрузки котла.

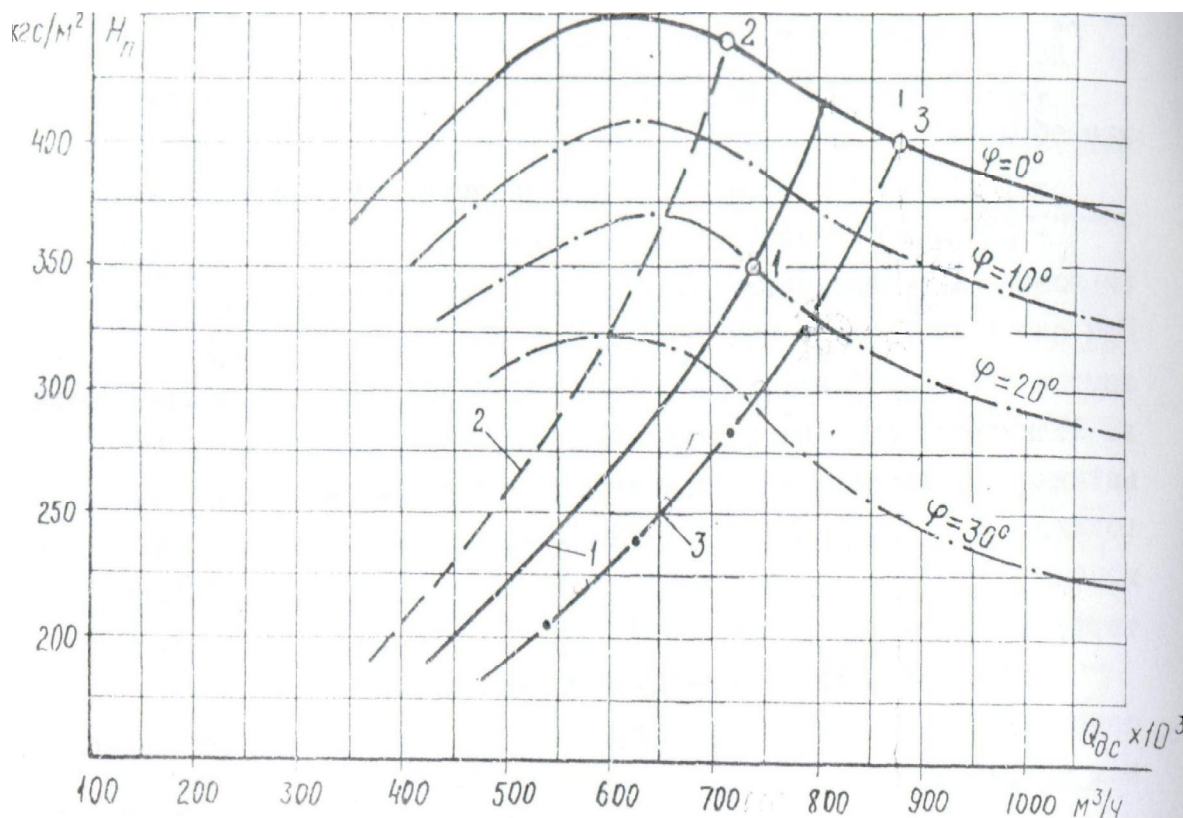


Рис. 14.1. Ограничение паропроизводительности котла из-за нехватки тяги:
1 – расчетная характеристика газового тракта; 2 – характеристика газового тракта при загрязнении конвективной шахты; 3 – характеристика газового тракта при увеличенных присосах холодного воздуха.

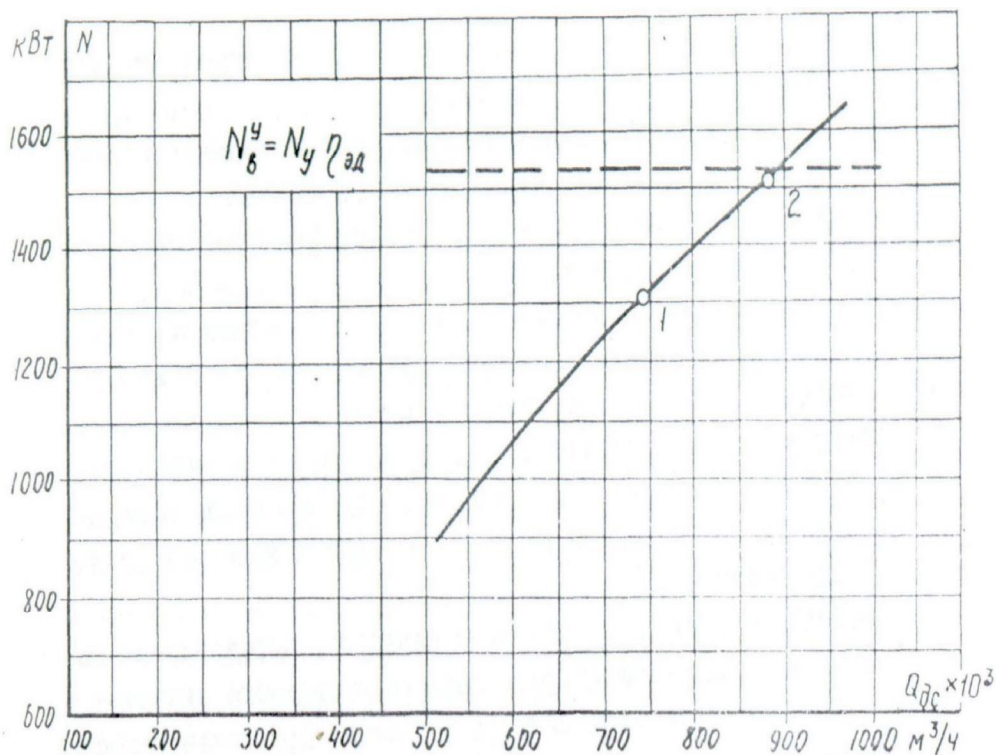


Рис. 14.2. Ограничение паропроизводительности котла из-за нехватки располагаемой мощности электродвигателя дымососа (вентилятора):

----- -максимальная мощность на валу машины.

14.2.2.9. При условии, когда полученная точка лежит на кривой $H = f(Q_{ДС})$ или $N = f(Q_{ДС})$, полученный расход разов $Q_{ДС}^{\phi}$ и соответствующая ему нагрузка котла D_K^{PP} являются предельными.

14.2.2.10. В общем случае, максимальная возможная нагрузка котла, после устранения присосов, определяется на основе следующих соотношений (в расчете на 1 кг топлива:

$$D_K^M = \frac{Q_{ДС}^{\phi}}{Q_{ДС}^P} \cdot D_K^{PP}, \text{ т/ч} \quad (14.9)$$

где D_K^M и D_K^{PP} – максимальная нагрузка котла после устранения присосов и предельная нагрузка при фактическом значении a_d'' , т/ч;

$Q_{ДС}^{\phi}$ и $Q_{ДС}^P$ – фактическое и расчетное значения расхода газов за дымососом.

14.2.3. Снижение паропроизводительности котла из-за нехватки располагаемого напора вентилятора.

14.2.3.1. Снижение паропроизводительности котла из-за нехватки располагаемого напора вентилятора может быть вызвано следующими причинами:

- повышением сопротивления тракта первичного воздуха, в связи с увеличением производительности систем пылеприготовления при ухудшении качества топлива;
- снижением располагаемого напора вентилятора при работе с рециркуляцией на сторону всасывания машины за счет роста темпера туры «холодного» воздуха (для топлив с более высокой температурой точки росы).

14.2.3.2. В тех случаях, когда общее сопротивление воздушного тракта определяется сопротивлением тракта первичного воздуха (для пылесистем прямого вдувания с воздушной сушкой), сравнение потребного и располагаемого напоров вентиляторов целесообразно вести по давлению воздуха за воздухоподогревателем (ВП), а определение предельной нагрузки котла в зависимости от давления воздуха за воздухоподогревателем (ВП), а также качества топлива и температуры воздуха, поступающего в воздухоподогреватель (доли рециркуляции), производится с помощью номограммы, приведенной на рис.14.3.

14.2.3.3. Для построения номограммы необходимо установить следующие зависимости:

- сопротивления системы пылеприготовления от ее производительности при определенных значениях вентиляции мельницы, тонкости пыли, степени износа мелющих органов, марки топлива и т.п.;
- давления воздуха за воздухоподогревателем от нагрузки котла (количество поступающего в котел воздуха) при полностью открытом направляющем аппарате дутьевого вентилятора.

Избыток воздуха в горелках должен соответствовать рекомендациям режимной карты, а температура подогрева воздуха перед воздухоподогревателем соответствовать конкретной марке топлива.

14.2.3.4. На левой верхней половине номограммы (рис.14.3) строится зависимость давления воздуха за воздухоподогревателем от нагрузки котла при избытке воздуха в горелках $a_{\text{орг}}$, равном единице, и полном открытии направляющего аппарата: линия 1 соответствует предельному давлению воздуха за воздухоподогревателем при температуре холодного воздуха 75°C , т.е. при 20% рециркуляции на сторону всасывания машины, линия 2 – давлению воздуха за РВП при температуре холодного воздуха 30°C .

На правой верхней половине номограммы изображено суммарное сопротивление участка пылевоздушного тракта от топki до воздухоподогревателя $\Delta p_{\text{п/с}}$, включающее в себя сопротивление горелок, пылепроводов, мельницы, воздуховода и регулирующего шибера первичного воздуха в зависимости от производительности мельницы при постоянном расходе сушильного агента. Иными словами, на левой половине верхнего графика показано максимальное располагаемое давление воздуха за воздухоподогревателем, а на правой – давление воздуха, необходимое для обеспечения требуемой производительности мельницы.

На нижнем графике приводится зависимость паропроизводительности котла, приходящейся на одну работающую мельницу (систему пылеприготовления), в зависимости от теплоты сгорания топлива (количество работающих систем пылеприготовления определяется из условия, что коэффициент их готовности равен 0,9).

14.2.2.5. Предельная нагрузка котла (при постоянном количестве работающих систем пылеприготовления) определяется методом последовательного приближения по равенству давления за воздухоподогревателем $p_{\text{вп}}$ при нагрузке котла, равной $D_{\text{к}}$, сопротивлению систем пылеприготовления $\Delta p_{\text{п/с}}$ при нагрузке $D_{\text{к}}/n$ (где n – число работающих систем пылеприготовления).

Средневзвешенная предельная нагрузка без сжигания мазута будет равна сумме двух произведений: предельной нагрузки при полном количестве систем пылеприготовления n на долю времени, в течение которого они работали b (исходя из $K_{\text{г}} = 0,9$), и предельной нагрузки при количестве работающих систем пылеприготовления, равной $n-1$, на свою долю времени, т.е. $1-b$. Средневзвешенная нагрузка определяется по формуле:

$$D_{\text{к}}^{\text{ср}} = D_{\text{к}}^n \cdot b + D_{\text{к}}^{n-1} \cdot (1-b), \text{ т/ч} \quad (14.10)$$

В случае, если количество работающих систем пылеприготовления $n \cdot K_{\text{г}}$ составляет меньше $n-1$, то формула приобретает следующий вид:

$$D_{\text{к}}^{\text{ср}} = D_{\text{к}}^{n-1} \cdot b + D_{\text{к}}^{n-2} \cdot (1-b), \quad (14.11)$$

14.2.2.6. Для схем с вентиляторами первичного воздуха (ВПВ) при определении ограничений необходимо учитывать, насколько открыты направляющие аппараты у ВПВ и основного вентилятора. Если в ВПВ он открыт полностью, а у основного вентилятора еще нет, то вопрос об ограничении нагрузки можно рассматривать только в том случае, когда будет полностью открыт направляющий аппарат основного вентилятора.

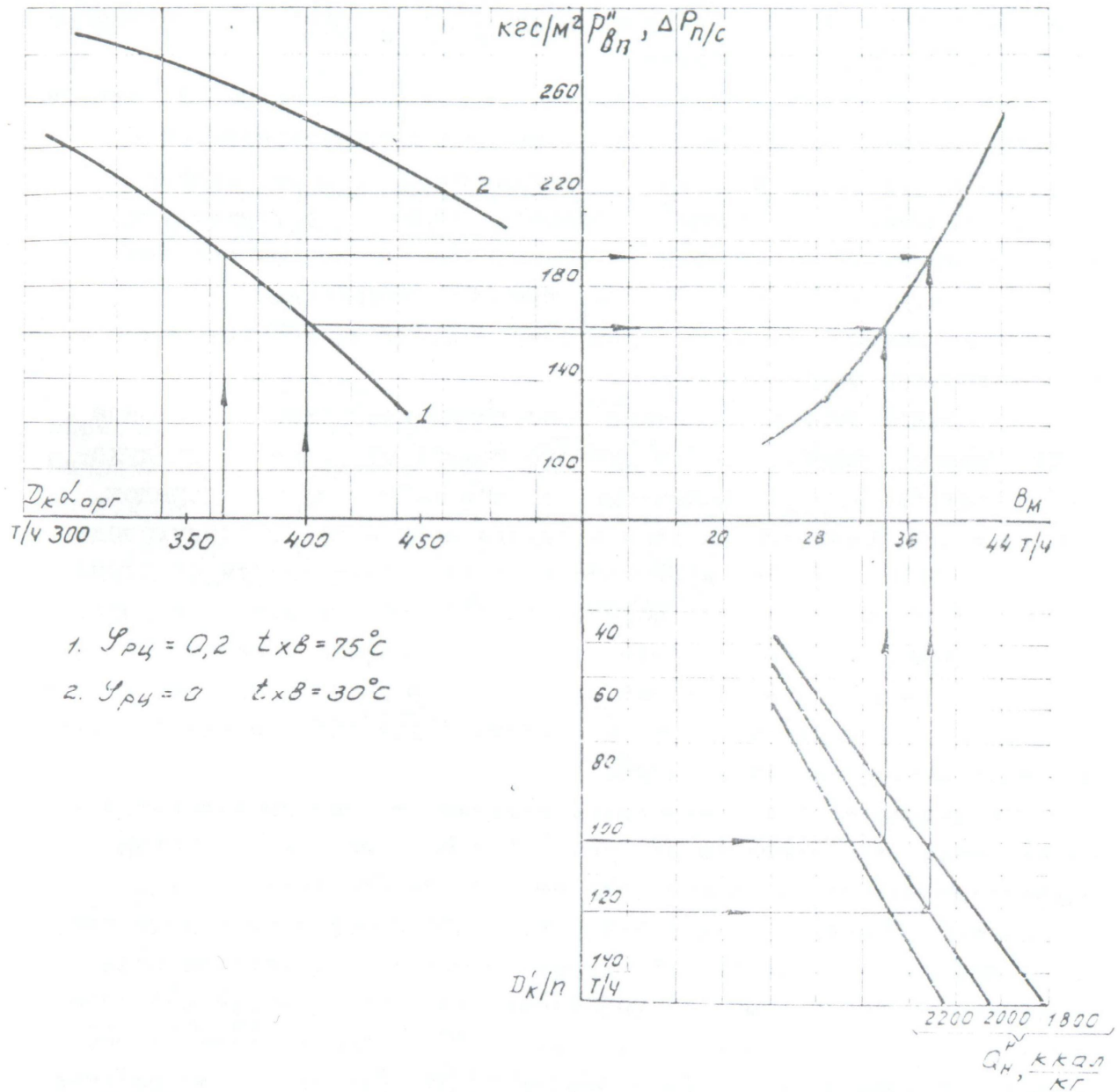


Рис. 14.3. Номограмма для определения ограничений паропроизводительности котла из-за нехватки напора вентилятора.

14.3. Ограничение паропроизводительности систем пылеприготовления

14.3.1. Ограничение паропроизводительности из-за пылеприготовительного оборудования оценивается путем сопоставления потребности котла в топливе

и суммарной производительности систем пылеприготовления. При этом имеется в виду отсутствие ограничений в производительности питателя топлива или пыли.

14.3.2. Увеличение требуемого расхода топлива на отдельную систему пылеприготовления, особенно при поступлении высоковлажного топлива, приводит к ограничению, прежде всего, ее сушильной производительности.

14.3.3. Исходными данными для определения ограничений нагрузки котла являются:

- потребность котла в топливе при изменении его качества или переводе на новый вид топлива;
- предельная размольная производительность мельницы, определенная по техническим условиям завода-изготовителя или по данным испытаний при условии обеспечения максимально возможного расхода сушильного агента и получения приемлемого качества пыли.
- предельную сушильную производительность, определенную по техническим условиям завода-изготовителя, при максимальных температуре и расходе сушильного агента и минимальной температуре аэросмеси за мельницей при фактической величине присосов воздуха $K_{прс}$.

Конкретные минимальные значения температур сушильного агента за мельницей приведены в таблице 14.1.

Таблица 14.1

Типы систем пылеприготовления	Минимально допустимая температура сушильного агента за мельницей, °С
1. С промбункером: для всех топлив, кроме АШ для АШ	60 90
2. Прямого вдувания: - с молотковыми мельницами для бурых углей для каменных углей - с мельницами-вентиляторами - со среднеходными мельницами	50 70 100-120 70

14.3.4. Располагаемый расход топлива на котел определяется по формуле:

$$B_K^M = B_M \cdot n \cdot K_G, \text{ т/ч} \quad (14.12)$$

где B_M – предельная производительность мельницы, по размолу или сушке, т/ч.

Из двух полученных значений предельной производительности (размольной или сушильной) в расчет принимается меньшее значение;

n – количество систем пылеприготовления, установленных на котле;

K_r – средний коэффициент готовности системы пылеприготовления.

Коэффициент готовности систем пылеприготовления K_r для базовых режимов работы оборудования принимается равным 0,9, что соответствует его среднему значению для большинства электростанций с удовлетворительной организацией ремонтного обслуживания.

При переменном по нагрузке режиме работы оборудования значения коэффициента готовности в часы прохождения максимума нагрузки следует принимать равным 0,95.

В случае невозможности обеспечения данных значений коэффициента готовности приводятся его фактическое значение с одновременным указанием мероприятий, направленных на его повышение.

14.3.5. Определение располагаемого расхода топлива в схемах с промбункером должно проводиться с учетом возможности накопления пыли в часы провала нагрузок и ее последующего использования в часы прохождения максимума. Поэтому, в дополнение к перечисленным в п. 14.3.3 данным необходимо иметь следующую информацию:

- полезный объем бункера пыли;
- количество и производительность питателей пыли;
- длительность прохождения максимумов нагрузки.

14.3.6. Определение ограничений нагрузки котла производится путем сопоставления требуемого и располагаемого расходов топлива по формуле:
Конкретное значение ограничения определяется по формуле

$$D'_K = D_{НОМ} \cdot \frac{B_K^M}{B_K}, \text{ т/ч} \quad (14.13)$$

где D'_K и $D_{НОМ}$ – возможная и номинальная нагрузки котла, т/ч;

B_K^M и B_K – располагаемый и требуемый расход фактического топлива.

14.3.7. Недостаток располагаемой производительности систем пылеприготовления может быть частично или полностью компенсирован сжиганием мазута при отсутствии ограничений по шлакованию.

14.4. Ограничение паропроизводительности котла из-за ошибок в проектировании и дефектов оборудования котельных установок.

14.4.1. Снижение паропроизводительности котла может быть вызвано следующими причинами:

- неправильным выбором (в проекте) тягодутьевого оборудования;
- неправильным выбором пылеприготовительного оборудования;
- техническим состоянием котлоагрегата (большие присосы холодного воздуха).

14.4.2. Определение ограничений паропроизводительности из-за неправильно выбранного тягодутьевого оборудования и больших присосов холодного воздуха производится в соответствии с рекомендациями п. 14.2.

14.4.3. Снижение нагрузки котла из-за недостаточной производительности пылеприготовительного оборудования определяется в соответствии с рекомендациями п. 14.3.

*Приложение 1
к Методическим указаниям по
определению и согласованию
ограничений установленной мощности
тепловых и атомных электростанций*

Классификатор ограничений установленной мощности

Причина ограничений мощности	Коды причин ограничений			
	Технические	Временные		
		Длительного действия	Сезонного действия	Апериодического действия
Суммарные ограничения мощности	100	200	300	400
Непроектное топливо (при соответствии требованиям п. 5.11.2 Методических указаний)	101			
Износ котлов и котельно-вспомогательного оборудования, отработавших расчетный ресурс	102			
Конструктивные дефекты котлов (в т.ч. котлов-утилизаторов)	103			
Конструктивные дефекты котельно-вспомогательного оборудования	104			
Недостаточная номинальная производительность котельно-вспомогательного оборудования	105			
Неудовлетворительное техническое состояние поверхностей нагрева котлов (в т.ч. котлов-утилизаторов)	106			
Неудовлетворительное техническое состояние газовоздушного тракта	107			
Неудовлетворительное техническое состояние котельно-вспомогательного оборудования	108			
Неудовлетворительное техническое состояние паропроводов, работа турбин со сниженными параметрами пара	109			
Недостаточная номинальная паропроизводительность котлов (в т.ч. котлов-утилизаторов)	110			
Конструктивные дефекты турбоагрегатов	111			
Неудовлетворительное техническое состояние турбоагрегатов	112			
Неудовлетворительное техническое состояние лопаточного аппарата	113			
Неудовлетворительное техническое состояние вспомогательного оборудования турбоагрегатов	114			
Неудовлетворительное техническое состояние оборудования и устройств	115			

системы регенерации				
Износ турбоагрегата, отработавшего расчетный ресурс	116			
Недостаточная номинальная подача ПТН	117			
Неудовлетворительное техническое состояние ПТН	118			
Отсутствие или недостаток тепловых нагрузок на турбинах типа Р и ГТУ-ТЭЦ		220	320	420
Недостаток тепловых нагрузок турбин, работающих по техническим причинам только с ухудшенным вакуумом		222	322	422
Прочие причины, связанные с режимом потребления тепла		224	324	424
Недостаток тепловых нагрузок турбин типов Т, П и ПТ (конструктивные особенности, не связанные с отклонением от проекта, в т.ч. связанные с пропускной способностью ЧСД)		225	325	425
Повышенное потребление тепла (по техническим особенностям схемы)		231	331	431
Отпуск тепла из нерегулируемых отборов		232	332	432
Дефицит котельной мощности вследствие отпуска тепла от РОУ		233	333	433
Недостаточное количество градирен по проекту	141		341	
Недостаточная производительность циркуляционных насосов	142		342	
Недостаточное количество циркуляционных насосов по проекту	143		343	
Неудовлетворительное техническое состояние трубопроводов	144		344	
Неудовлетворительное техническое состояние градирен	145		345	
Неудовлетворительное техническое состояние циркуляционных насосов	146		346	
Неудовлетворительное техническое состояние конденсаторов	147		347	
Прочие причины, связанные с работой системы технического водоснабжения	148		348	
Повышение температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор (при соответствии номинальных характеристик вспомогательного оборудования)			349	
Недостаточная охлаждающая способность прудов-охладителей	150		350	
Ограничения мощности ГТУ по температуре наружного воздуха			351	

Ограничения мощности ГТУ по работе дожимного компрессора	152			
Ограничения мощности ПГУ, обусловленные наличием температурных ограничений ГТУ			353	
Проектное несоответствие мощности генератора	154			
Работа турбогенератора в режиме синхронного компенсатора, не связанная с техническим состоянием основного и вспомогательного оборудования		255	355	455
Недостаточная пропускная способность межсистемных электрических связей (запертая мощность)		256	356	456
Неудовлетворительное техническое состояние генератора	157			
Недостаточная производительность топливоподачи	158			
Строительно-монтажные недоделки на котлах и котельно-вспомогательном оборудовании	159			
Строительно-монтажные недоделки на турбинах, в тепловых схемах на вспомогательном оборудовании турбин	160			
Недостаточная производительность общестанционного оборудования и устройств (химводоочистка, дымовая труба, золоотвалы)	161			
Недостаточная проектная производительность общестанционного оборудования и устройств (химводоочистка, дымовая труба, золоотвалы)	162			
Строительно-монтажные недоделки на общестанционном оборудовании	163			
Ограничения мощности по условиям охраны воздушного бассейна (превышение норма предельно-допустимых выбросов)	164		364	
Ограничения мощности по условиям охраны водного бассейна (превышение норм предельно-допустимых сбросов вредных веществ и температурного загрязнения)	165		365	
Ограничения мощности по условиям охраны водного бассейна (превышение норм водопотребления)	166		366	
Ограничения по топливному циклу АЭС				467
Ограничения по работе реакторной	168			468

установки АЭС				
Системные ограничения *	169	269	369	469
Прочие причины, не вошедшие в классификатор	170	270	370	470

* Величина системных ограничений с учетом приоритетности учета определяется ОАО «СО ЕЭС»

***ПРИЛОЖЕНИЕ 2
(ПРИВОДИТСЯ ОТДЕЛЬНО)***

Приложение 3
к Методическим указаниям по
определению и согласованию
ограничений установленной мощности
тепловых и атомных электростанций

**ПРОГНОЗ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК
И ИХ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ОТБОРАМИ
(ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ) ТУРБИН, РОУ И ПВК**

В 200_г.

наименование электростанции

Показатель	Значение показателя (Гкал) по месяцам												Примечание
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Фактические (за соответствующий календарный период) тепловые нагрузки внешних потребителей и расчетные нагрузки потребителей собственных нужд в: паре _____ кгс/см ² паре _____ кгс/см ² горячей воде													
Заявленные тепловые нагрузки внешних потребителей и расчетные нагрузки потребителей собственных нужд в: паре _____ кгс/см ² паре _____ кгс/см ² горячей воде													
Возможный отпуск тепла от отборов (противодавления) турбин, РОУ, ПВК ТЭС с: паром _____ кгс/см ² паром _____ кгс/см ² горячей водой													

Начальник ПТО _____

подпись

_____ фамилия, и.о.

Главный инженер _____

подпись

_____ фамилия, и.о.

*Приложение 5
к Методическим указаниям по
определению и согласованию
ограничений установленной
мощности тепловых и атомных
электростанций*

СОГЛАСОВАНО:

(материально ответственное лицо ТГК, ОГК, генкомпани)_____

_____ _____
подпись фамилия, и.о.
"_____" _____ 200__ г.

*ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОКРАЩЕНИЮ
ОГРАНИЧЕНИЙ МОЩНОСТИ _____ НА 200__ - 200__ г.г.
наименование электростанции*

Код		Наименование		Срок исполнения (месяц)	Год	Сокращение ограничений мощности, МВт											
группы оборудо- вания	причины ограни- чений	Оборудования	мероприятия			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
12		Градирня №3	Реконструкция с заменой оросителей	Август 2008 г		0	0	0	0	10	60	100	59	15	0	0	0

Главный инженер ТЭС _____
наименование ТЭС

подпись_____
фамилия, и.о.

Начальник ПТО ТЭС _____
наименование ТЭС

подпись_____
фамилия, и.о.

*Приложение 6
к Методическим указаниям по
определению и согласованию
ограничений установленной
мощности тепловых и атомных
электростанций*

СОГЛАСОВАНО:

(материально ответственное лицо ТГК, ОГК, генкомпани)_____

_____ _____
подпись фамилия, и.о.
"_____" _____ 200__ г.

**ОТЧЕТ О ПРОВЕДЕНИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОКРАЩЕНИЮ
ОГРАНИЧЕНИЙ МОЩНОСТИ _____ ЗА ПЕРИОД С _____ 200_ ПО _____ 200_ г.**
наименование электростанции месяц месяц

Код		Наименование		Срок исполнения (месяц)	Год	Тип величи ны	Сокращение ограничений мощности, МВт											
группы оборудо- вания	причин ы ограни- чений	Оборудования	мероприятия				I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
12		Градирня №3	Реконструкци я с заменой оросителей	Август 2008 г		План	0	0	0	0	10	60	100	59	15	0	0	0
						Факт	0	0	0	0	0	0	0	59	15	0	0	0

Главный инженер ТЭС _____
наименование ТЭС

подпись_____
фамилия, и.о.

Начальник ПТО ТЭС _____
наименование ТЭС

подпись_____
фамилия, и.о.

*Приложение 7.2
к Методическим указаниям по
определению и согласованию
ограничений установленной
мощности тепловых и атомных
электростанций*

Пример заполнения формы №6

Мероприятия по реконструкции градирни проведены в срок

Исходные данные:

Период согласования: по месяцам 2010 года;

Установленный срок устранения ограничений – 3года;

Срок подачи: июль 2009 года;

Отчетный период: июль 2008 – июнь 2009 года;

*ОТЧЕТ О ПРОВЕДЕНИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОКРАЩЕНИЮ
ОГРАНИЧЕНИЙ МОЩНОСТИ Новой ТЭС ЗА ПЕРИОД С июля 2008 ПО июнь 2009 г.*

Код		Наименование		Срок исполнения (месяц)	Год	Тип величины	Сокращение ограничений мощности, МВт												
группы оборудования	причины ограничений	Оборудования	мероприятия				I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
12		Градирня №3	Реконструкция с заменой оросителей	Август 2008 г.	2008	План	-	-	-	-	-	-	0	0	15	0	0	0	
						Факт	-	-	-	-	-	-	0	0	15	0	0	0	
					2009	План	0	0	0	0	10	60	-	-	-	-	-	-	-
						Факт	0	0	0	0	10	60	-	-	-	-	-	-	-
12		Котел №6	Реконструкция и модернизация	Март 2009 г.	2008	План	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	
						Факт	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	
					2009	План	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
						Факт	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-

*Приложение 7.3
к Методическим указаниям по
определению и согласованию
ограничений установленной
мощности тепловых и атомных
электростанций*

Пример заполнения формы №6

Мероприятия по реконструкции градирни не проведены

Исходные данные:

Период согласования: по месяцам 2010 года;

Срок подачи: июль 2009 года;

Отчетный период: июль 2008 – июнь 2009 года;

*ОТЧЕТ О ПРОВЕДЕНИИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОКРАЩЕНИЮ
ОГРАНИЧЕНИЙ МОЩНОСТИ Новой ТЭС ЗА ПЕРИОД С июля 2008 ПО июнь 2009 г.*

Код		Наименование		Срок исполнения (месяц)	Год	Тип величины	Сокращение ограничений мощности, МВт												
группы оборудования	причины ограничений	Оборудования	мероприятия				I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
12		Градирня №3	Реконструкция с заменой оросителей	Август 2008 г.	2008	План	-	-	-	-	-	-	0	0	15	0	0	0	
						Факт	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	
					2009	План	0	0	0	0	10	60	-	-	-	-	-	-	-
						Факт	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
12		Котел №6	Реконструкция и модернизация	Март 2009 г.	2008	План	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	
						Факт	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	
					2009	План	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	
						Факт	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	

Приложение 8
Методическим указаниям по
определению и согласованию
ограничений установленной
мощности тепловых и атомных
электростанций

СОГЛАСОВАНО (УВЕРЖДАЮ):
Полномочный представитель
Компании-собственника _____ / _____ /
подпись фамилия, и.о.
" ___ " _____ 200 __ г.

СОГЛАСОВАНО:
Директор по развитию технологий диспетчерского
управления ОАО «СО ЕЭС» _____ / _____ /
подпись фамилия, и.о.
" ___ " _____ 200 __ г.

ОЖИДАЕМЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ МОЩНОСТИ
_____ в 200__ г.
название электростанции

Показатель	Код группы оборуд.	Код вида топлива	Станционный номер турбоагрегата	Код причины ограничений	Значение показателя (МВт) по месяцам													
					I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
Установленная мощность, всего																		
В том числе по ГТПГ:																		
В том числе поагрегатно:																		
Ограничения мощности, всего																		
В том числе по ГТПГ:																		
В том числе по причинам: <i>Технические (всего):</i> в т.ч. по причинам поагрегатно <i>Временные (всего):</i> <i>-Длительного действия (всего)</i> в т.ч. по причинам поагрегатно <i>-Сезонного действия (всего)</i> в т.ч. по причинам поагрегатно <i>-Апериодического действия(всего)</i> в т.ч. по причинам поагрегатно																		

Главный инженер _____ / _____ /
подпись фамилия, и.о.
" ___ " _____ 200 __ г.

Заместитель генерального директора
филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ _____ / _____ /
подпись фамилия, и.о.
" ___ " _____ 200 __ г.

Примечание: суточная разбивка ограничений для каждого месяца приводится в приложении 2.

*Приложение 9
Методическим указаниям по
определению и согласованию
ограничений установленной
мощности тепловых и атомных
электростанций*

СОГЛАСОВАНО (УВЕРЖДАЮ):

Полномочный представитель
Компании-собственника _____ / _____ /
подпись фамилия, и.о.
" ____ " _____ 200 __ г.

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель генерального директора
филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ _____ / _____ /
подпись фамилия, и.о.
" ____ " _____ 200 __ г.

ОЖИДАЕМЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ МОЩНОСТИ

в 200__ г.

название электростанции

Показатель	Код группы оборуд.	Код вида топлива	Станционный номер турбоагрегата	Код причины ограничений	Значение показателя (МВт)
					Месяц
Установленная мощность, всего					
В том числе по ГТПГ:					
В том числе поагрегатно:					
Ограничения мощности, всего					
В том числе по ГТПГ:					
В том числе по причинам: <i>Технические (всего):</i> в т.ч. по причинам поагрегатно <i>Временные (всего):</i> <i>-Длительного действия (всего)</i> в т.ч. по причинам поагрегатно <i>-Сезонного действия (всего)</i> в т.ч. по причинам поагрегатно <i>-Апериодического действия(всего)</i> в т.ч. по причинам поагрегатно					

Главный инженер _____ / _____ /
подпись фамилия, и.о.
" ____ " _____ 200 __ г.

**КОДЫ ГРУПП ОБОРУДОВАНИЯ
ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Наименование группы оборудования		Код
Полное	сокращенное	
Всего по ТЭС	Всего ТЭС	97
Конденсационные энергоблоки мощностью, МВт:		
1200	Блоки 1200	1
800	Блоки 800	2
500	Блоки 500	3
300	Блоки 300К	4
200	Блоки 200К	7
150	Блоки 150К	8
Энергоблоки с регулируемым отбором пара мощностью, МВт:		
300	Блоки 300Т	54
200	Блоки 200Т	57
150	Блоки 150Т	58
КЭС 90кгс/см ²	КЭС-90	11
ТЭС 240 кгс/см ²	ТЭС-240	5
ТЭС 130 кгс/см ² без промперегрева	ТЭС-130	10
ТЭС 130 кгс/см ² с промперегревом	ТЭС-130ПП	59
ТЭС 90 кгс/см ²	ТЭС-90	12
Несерийное отечественное оборудование*	Несерийное	6
Парогазовые установки	ПГУ	16
Газотурбинные установки	ГТУ	17
Прочее оборудование**	Прочее	21
Пусковые котельные действующих ТЭС	КП	18
Пиковые водогрейные котлы	ПВК	20
Атомные электростанции	АЭС	АЭС
* Включаются энергоблоки с турбинами СВК-150-1 Черепетской ГРЭС и паросиловая часть МГД-установки ГРЭС-24 ОГК-6.		
** Включается оборудование иностранных фирм на давление пара 60-120 кгс/см ² , конденсационное и теплофикационное оборудование на давление пара до 45 кгс/см ² , энергопоезда и дизельные установки, солнечные и геотермальные электростанции.		

Перечень используемой литературы и нормативно-технической документации:

1. Положение о согласовании и утверждении ограничений установленной электрической мощности тепловых электростанций РД 153-34.1-09.312-99 (с изм. от 27.03.2002) / ОРГРЭС. М.: 1999.
2. Методические указания по определению обеспеченности электрической мощности электростанций циркуляционными системами водоснабжения РД 153-34.1-22.508-2001./ ОРГРЭС. М.: 2001.
3. ГОСТ 19431-84 «Энергетика и электрификация. Термины и определения»
4. Методические рекомендации к расчету водохранилищ-охладителей ТЭС. / ВНИИГ им. Б.Е. Веденеева. Л.: 1976.
5. Указания по нормированию показателей работы гидроохладителей в энергетике./ СПО Союзтехэнерго. М.: 1981.
6. Типовая инструкция по эксплуатации брызгальных установок РД 34.22.507-90/ СПО ОРГРЭС. М.: 1991.
7. Типовая инструкция по приемке в эксплуатацию башенных градирен РД 34.22.402-94 / АО "Фирма ОРГРЭС" М.: 1994.
8. СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» 1999 г. (с изм. 2003 г.)
9. Тепловые и атомные электрические станции - Учебник для вузов по направлению "Теплоэнергетика" и теплоэнергетическим специальностям энергетических вузов и факультетов / Л. С. Стерман, В. М. Лавыгин, С. Г. Тишин . - 3-е изд., перераб. - М. : Изд-во МЭИ, 2004 . - 424 с.
10. «Турбины тепловых и атомных электростанций». Учебник для ВУЗов – 2-е изд., перераб. и доп./ А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний; под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова.– М.: Издательство МЭИ, 2001. – 488 с. с ил.
11. Методические указания по определению ограничений установленной мощности тепловых электростанций МУ 34-70-084-84./СПО Союзтехэнерго, М.: 1984/