

Утверждена
приказом председателя Комитета
государственного энергетического
надзора и контроля
Республики Казахстан
от «___» _____ 20___ г.
№ _____

Инструкция по расчету производственной мощности электростанций

Содержание

	Введение	2
1	Область применения	2
2	Нормативные ссылки	2
3	Термины, определения и сокращения	3
4	Общие указания	3
5	Расчет нормативной рабочей мощности электростанций	5
6	Пример расчета нормативной рабочей мощности	13
7	Методика расчета значений минимальной электрической мощности теплоэлектроцентрали	16
8	Минимальная мощность турбоагрегата	16
9	Минимальная мощность ТЭЦ	20
Приложение 1	Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных ремонтов паровых турбин (типовой объем)	27
Приложение 2	Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных ремонтов гидравлических турбин (типовой объем)	29
Приложение 3	Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных ремонтов энергоблоков (типовой объем)	30
Приложение 4	Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных ремонтов паровых котлов (типовой объем)	33
Приложение 5	Увеличение нормативной продолжительности капитальных ремонтов турбин, котлов и энергоблоков в связи с проведением дополнительных работ, не предусмотренных типовыми объемами	34
Приложение 6	Норматив снижения рабочей мощности из-за неплановых (аварийных) ремонтов основного	35

	оборудования электростанций - $K_{(a.p.)}^n$	
Приложение 7	Коэффициенты готовности вводимых в действие энергоблоков и агрегатов электростанций	36
Приложение 8	Нормативный коэффициент освоения проектной мощности	37

Введение

Настоящая «Инструкция по расчету производственной мощности электростанций» (далее – Инструкция) рекомендована для обеспечения единого методологического подхода к определению значений производственных мощностей электростанций - нормативной рабочей мощности электростанций, минимальной мощности турбоагрегата теплоэлектроцентрали, минимальной мощности ТЭЦ.

1. Область применения

Настоящая инструкция предназначена для работников электростанций, энергетических объединений, НДЦ СО РК, занимающихся вопросами использования и нормирования рабочей мощности электростанций, определением минимальной мощности ТЭЦ.

2. Нормативные ссылки

1. Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года «Об электроэнергетике»;
2. ГОСТ 21027-75 Межгосударственный стандарт (МГС) Системы энергетические. Термины и определения;
3. ГОСТ 3619-89 МГС Котлы паровые стационарные. Типы и основные параметры;
4. ГОСТ 21563-93 МГС Котлы водогрейные. Основные параметры и технические требования;
5. ГОСТ 3618-82 МГС Турбины паровые стационарные для привода турбогенераторов. Типы и основные параметры;
6. ГОСТ 29328-92 МГС Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия;
7. ГОСТ 27807-88 МГС Турбины гидравлические вертикальные. Технические требования и приемка.

3. Термины, определения и сокращения

В настоящей Инструкции используются следующие термины и определения:

1. Производственная мощность: максимально возможное годовое производство электростанцией тепловой и электрической энергии при наиболее полном использовании всех имеющихся ресурсов

2. Рабочая мощность: мощность электростанций, которая может быть использована для покрытия потребности нужд потребителей тепловой и электрической энергии.

3. Нормативная рабочая мощность: рабочая мощность электростанций, с учетом нормативных периодичности и продолжительности ремонтов оборудования электростанций, а также согласованных ограничений мощности.

4. Минимальная мощность турбоагрегата ТЭЦ: сумма теплофикационной и вынужденной конденсационной мощностей.

5. Минимальная мощность ТЭЦ: мощность, обусловленная количеством тепла, отпускаемого внешним потребителям; установленными заводами-изготовителями минимальными расходами пара в конденсаторы турбоагрегатов; техническими минимумами теплопроизводительности энергетических котлов; условиями надежности энергоснабжения потребителей; техническим состоянием оборудования.

6. Сальдо-переток мощности: алгебраическая сумма перетоков по всем межсистемным связям данной энергосистемы с другими энергосистемами.

В тексте настоящей Инструкции применяются следующие сокращения:

ЕПД	- естественное повышение давления
КЭС	- конденсационная электростанция
МГС	- Межгосударственный стандарт
НД	- нормативный документ
НДЦ СО РК	- национальный диспетчерский центр системного оператора Республики Казахстан
ПТО	- производственно-технический отдел
РОУ	- редуционно-охладительная установка
ТЭС	- тепловая электростанция
ТЭЦ	- тепловая электроцентраль
ЧНД	- часть низкого давления

4. Общие указания

4.1. Производственная мощность электростанции – это максимально возможный годовой выпуск тепловой и электрической энергии при наиболее

полном использовании всех имеющихся ресурсов.

4.2. Установленная электрическая мощность электростанции, на конец отчетного года представляет собой сумму значений установленной мощности всех принятых в эксплуатацию механических двигателей, связанных с электрическими генераторами и предназначенных для выработки электроэнергии.

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

4.3. Рабочая мощность - мощность электростанций, которая может быть использована для покрытия потребности нужд потребителей тепловой и электрической энергии.

Рабочая мощность электростанций равна установленной мощности турбоагрегатов за вычетом имеющихся ограничений мощности и мощности оборудования, выведенного в ремонт и для проведения работ по реконструкции или модернизации.

4.4. Фактическая рабочая мощность электростанции определяется как сумма электрической нагрузки и резерва мощности.

Резерв мощности - это та мощность, которая при необходимости могла быть использована для покрытия максимума нагрузок.

Резерв мощности заявляется электростанцией и подтверждается более высоким уровнем оперативно-диспетчерского управления.

4.5. Нормативная рабочая мощность соответствует максимально возможному использованию установленной мощности электростанций.

Нормативная рабочая мощность определяется, исходя из нормативных периодичности и продолжительности ремонтов оборудования электростанций, а также согласованных ограничений мощности.

Разность между нормативной рабочей мощностью и фактической рабочей мощностью характеризует эффективность использования установленной мощности электростанций.

Значение нормативной рабочей мощности на планируемый период (год) рассчитывается как средневзвешенный показатель по времени.

4.6. Показатель нормативной рабочей мощности используется при: расчете тарифа на рабочую мощность электростанций и сальдо-переток мощности;

оценке деятельности персонала электростанций и энергообъединений по эффективному использованию мощности электростанций;

расчете контрольных цифр по выработке электроэнергии, разработке энергобалансов.

4.7. В настоящей инструкции в качестве единицы измерения электрической мощности принят 1 МВт.

5. Расчет нормативной рабочей мощности электростанций

5.1. Нормативная рабочая мощность в расчетном году определяется по формуле (1):

$$N_{раб}^н = N_y^{нач} - N_{рек} - N_{рем}^н - N_{огр} \quad (1)$$

где: $N_{раб}^н$ – нормативная рабочая мощность в расчетном году, МВт;
 $N_y^{нач}$ – установленная электрическая мощность на начало года;
 $N_{рек}$ – среднегодовое снижение мощности из-за останова энергетического оборудования для проведения работ по его реконструкции или модернизации;
 $N_{рем}^н$ – среднегодовое нормативное снижение мощности из-за вывода освоенного энергетического оборудования во все виды ремонта;
 $N_{огр}$ – среднегодовое снижение мощности из-за наличия ее ограничений.

При определении нормативной рабочей мощности не учитываются изменения установленной мощности в течение расчетного года, вызванные вводом нового, перемаркировкой и демонтажем действующего оборудования.

5.2. Среднегодовое нормативное снижение мощности из-за останова освоенного энергетического оборудования для проведения работ по реконструкции или модернизации определяется по формуле (2):

$$N_{рек} = \frac{\sum [N_{у(рек)i} (\tau_{(рек)i} - \tau_{(к.р)i}^н)] 100}{\tau_{год} (100 - k_n)}, \quad (2)$$

где: $N_{рек}$ – среднегодовое снижение мощности из-за останова энергетического оборудования для проведения работ по его реконструкции или модернизации, МВт;
 $N_{у(рек)i}$ – установленная электрическая мощность на начало года i -го турбоагрегата, выводимого на реконструкцию или модернизацию;
 $\tau_{(рек)i}$ – продолжительность работ по реконструкции и модернизации i -го агрегата, сут;
 $\tau_{(к.р)i}^н$ – нормативная продолжительность капитального ремонта i -го агрегата, сут;
 $\tau_{год}$ – количество календарных суток в году;
 k_n – коэффициент, учитывающий количество календарных суток, приходящихся на праздничные дни (в расчетах

принимается равным 2,5), %.

Сроки проведения работ по реконструкции и модернизации оборудования должны совмещаться со сроками капитальных ремонтов.

Снижение мощности из-за останова энергетического оборудования для проведения работ по реконструкции и модернизации рассматривается только для периода превышения сроков указанных работ над нормативными сроками капитальных ремонтов.

5.3. Среднегодовое нормативное снижение мощности из-за вывода освоенного энергетического оборудования в ремонт определяется по формуле (3):

$$N_{\text{рем}}^{\text{н}} = N_{\text{п.р}}^{\text{н}} + N_{\text{а.р}}^{\text{н}}, \quad (3)$$

где: $N_{\text{рем}}^{\text{н}}$ – среднегодовое нормативное снижение мощности из-за вывода освоенного энергетического оборудования в ремонт, МВт;
 $N_{\text{п.р}}^{\text{н}}$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода оборудования в плановые виды ремонта;
 $N_{\text{а.р}}^{\text{н}}$ – среднегодовое нормативное снижение мощности из-за вывода основного оборудования в неплановые (аварийные) ремонты.

$$N_{\text{п.р}}^{\text{н}} = N_{\text{к.р}}^{\text{н}} + N_{\text{с.р}}^{\text{н}} + N_{\text{т.р}}^{\text{н}} + N_{\text{кот}}^{\text{н}} + N_{\text{об.ст}}^{\text{н}}, \quad (4)$$

где: $N_{\text{п.р}}^{\text{н}}$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода оборудования в плановые виды ремонта, МВт;
 $N_{\text{к.р}}^{\text{н}}$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода оборудования в капитальный ремонт, МВт;
 $N_{\text{с.р}}^{\text{н}}$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода оборудования в средний ремонт, МВт;
 $N_{\text{т.р}}^{\text{н}}$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода оборудования в текущий ремонт, МВт;
 $N_{\text{кот}}^{\text{н}}$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода в ремонт котлоагрегатов, МВт;
 $N_{\text{об.ст}}^{\text{н}}$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода в ремонт общестанционного оборудования, МВт.

5.3.1. Среднегодовое нормативное снижение мощности из-за вывода турбоагрегатов в капитальный ремонт определяется по формуле (5):

$$N_{к.р}^н = \frac{\sum(N_{у(к.р)j}^{нач} \tau_{(к.р)j}^н)}{\tau_{год}(100 - k_n)} 100, \quad (5)$$

- где: $N_{к.р}^н$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода турбоагрегатов в капитальный ремонт, МВт;
- $N_{у(к.р)j}^{нач}$ – установленная электрическая мощность (на начало года) j -го турбоагрегата, выводимого в капитальный ремонт, МВт;
- $\tau_{(к.р)j}^н$ – нормативная продолжительность капитального ремонта j -го турбоагрегата, сут;
- $\tau_{год}$ – количество календарных суток в году;
- k_n – коэффициент, учитывающий количество календарных суток, приходящихся на праздничные дни (в расчетах принимается равным 2,5), %.

В приложениях 1÷4 приведены нормативные значения периодичности и продолжительности капитального, среднего, текущего ремонтов освоенного основного оборудования электростанций, находящегося в эксплуатации менее 75 тыс. ч. Нормативная продолжительность ремонтов установлена для типового объема ремонтных работ.

В течение 40 тыс. ч работы оборудования после проведения его реконструкции или модернизации нормативная продолжительность плановых ремонтов увеличивается на 0,5% за каждые 5 тыс. ч работы.

Нормативная продолжительность плановых ремонтов оборудования увеличивается на 1% за каждые последующие 5 тыс. ч работы свыше 75 тыс. ч с начала эксплуатации или 40 тыс. ч после проведения работ по реконструкции и модернизации оборудования.

В случае проведения дополнительных работ, не предусмотренных типовым объемом, продолжительность капитального ремонта основного оборудования увеличивается в соответствии с нормативами, приведенными в приложении 5.

Временный норматив продолжительности капитального и текущего ремонтов ГТУ и ПГУ утверждается уполномоченным органом Республики Казахстан для каждой электростанции.

За начало отсчета ремонтного цикла принимается год, следующий за тем, в котором проведен капитальный ремонт или закончены работы по модернизации (реконструкции) основного оборудования.

Отказ электростанции от проведения капитального ремонта в нормативный срок не может являться причиной изменения последовательности выполнения ремонтов очередного ремонтного цикла.

Электростанции, оборудование которых по объективным причинам требует увеличения нормативной продолжительности ремонтов, не менее чем за 6 месяцев до начала расчетного года представляют в уполномоченный

орган Республики Казахстан обоснования для установления индивидуального норматива продолжительности ремонтов.

5.3.2. Среднегодовое нормативное снижение мощности из-за вывода турбоагрегатов в средний ремонт определяется по формуле (6):

$$N_{c.p}^H = \frac{\sum(N_{y(c.p)l}^{нач} \tau_{(c.p)l}^H)}{\tau_{год} (100 - k_n)} 100, \quad (6)$$

- где: $N_{c.p}^H$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода турбоагрегатов в средний ремонт, МВт;
 $N_{y(c.p)l}^{нач}$ – установленная электрическая мощность (на начало года) l -го турбоагрегата, выводимого в средний ремонт, МВт;
 $\tau_{(c.p)l}^H$ – нормативная продолжительность среднего ремонта l -го турбоагрегата, сут, (приложения 1÷4);
 $\tau_{год}$ – количество календарных суток в году;
 k_n – коэффициент, учитывающий количество календарных суток, приходящихся на праздничные дни (в расчетах принимается равным 2,5), %.

5.3.3. Среднегодовое нормативное снижение мощности из-за вывода турбоагрегатов в текущий ремонт определяется по формуле (7):

$$N_{т.р}^H = \frac{\sum(N_{y(т.р)m}^{нач} \tau_{(т.р)m}^H)}{\tau_{год} (100 - k_n)} 100, \quad (7)$$

- где $N_{т.р}^H$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода турбоагрегатов в текущий ремонт, МВт;
 $N_{y(т.р)m}^{нач}$ – установленная электрическая мощность (на начало года) m -го турбоагрегата, выводимого в средний ремонт, МВт;
 $\tau_{(т.р)m}^H$ – нормативная продолжительность текущего ремонта m -го турбоагрегата, сут, (приложения 1÷4);
 $\tau_{год}$ – количество календарных суток в году;
 k_n – коэффициент, учитывающий количество календарных суток, приходящихся на праздничные дни (в расчетах принимается равным 2,5), %.

5.3.4. Для групп оборудования с поперечными связями планирование сроков проведения ремонта котлоагрегатов должно производиться таким образом, чтобы они совпадали со сроками ремонта турбоагрегатов.

Однако нормативные значения периодичности и продолжительности ремонта котлоагрегатов отличаются от соответствующих показателей турбоагрегатов и зачастую сроки проведения ремонта котло- и

турбоагрегатов не совпадают. В таких случаях и при условии, что суммарная номинальная паропроизводительность котлоагрегатов больше суммарного номинального расхода пара на все турбоагрегаты, среднегодовое снижение мощности из-за вывода котлоагрегатов в ремонт определяется по формуле (8):

$$N_{\text{кот}}^{\text{H}} = \sum \left[\frac{(\sum D_{\text{котс}}^{\text{рем}} - \sum D_{\text{тс}}^{\text{рем}}) - (\sum D_{\text{котс}} - \sum D_{\text{тс}})}{\sum D_{\text{тс}}} N_{\text{ус}}^{\text{нач}} \right], \quad (8)$$

- где: $N_{\text{кот}}^{\text{H}}$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода котлоагрегатов в ремонт, МВт;
- $D_{\text{котс}}^{\text{рем}}$ – в s -й группе оборудования среднегодовые номинальные значения паропроизводительности каждого из выводимых в ремонт котлоагрегатов и расходов пара на каждый из выводимых в ремонт турбоагрегатов, т/ч; определяются по формулам, аналогичным (5)÷(7);
- $D_{\text{котс}}$ – в s -й группе оборудования номинальные значения паропроизводительности каждого из котлоагрегатов и расхода пара на каждый из турбоагрегатов, т/ч;
- $D_{\text{тс}}$ – установленная электрическая мощность освоенного оборудования s -й группы на начало года, МВт.

При отрицательных значениях выражения (8) снижение мощности из-за ремонта котлоагрегатов отсутствует.

5.3.5. Среднегодовое снижение мощности из-за вывода в ремонт общестанционного оборудования определяется по формуле (9):

$$N_{\text{об.ст}}^{\text{H}} = \frac{\sum (N_{\text{об.ст}t} \tau_{\text{об.ст}t})}{\tau_{\text{год}} (100 - k_n)} 100, \quad (9)$$

- где: $N_{\text{об.ст}}^{\text{H}}$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода в ремонт общестанционного оборудования, МВт;
- $N_{\text{об.ст}t}$ – снижение мощности из-за вывода в ремонт t -го объекта общестанционного оборудования, МВт;
- $\tau_{\text{об.ст}t}$ – продолжительность ремонта t -го объекта общестанционного оборудования в соответствии с утвержденным графиком, сут;
- $\tau_{\text{год}}$ – количество календарных суток в году;
- k_n – коэффициент, учитывающий количество календарных суток, приходящихся на праздничные дни (в расчетах принимается равным 2,5), %.

5.3.6. Среднегодовое нормативное снижение мощности из-за останова основного энергетического оборудования в неплановый (аварийный) ремонт определяется по формуле (10):

$$N_{a.p}^H = \Sigma(N_{ys}^{нач} - N_{(п.р)s}^H - N_{(рек)s}^H)K_{(a.p)s}^H \cdot 10^{-2}, \quad (10)$$

- где: $N_{a.p}^H$ – среднегодовое снижение мощности из-за вывода котлоагрегатов в ремонт, МВт;
 $N_{ys}^{нач}$ – установленная электрическая мощность освоенного оборудования s -й группы на начало года;
 $N_{(п.р)s}^H$ – среднегодовое нормативное снижение мощности s -й группы оборудования из-за вывода освоенных турбоагрегатов в плановые ремонты;
 $N_{(рек)s}^H$ – среднегодовое снижение мощности s -й группы из-за вывода освоенного оборудования в реконструкцию или модернизацию;
 $K_{(a.p)s}^H$ – норматив снижения мощности s -й группы оборудования из-за останова оборудования в неплановый (аварийный) ремонт, %.
 Значения $K_{(a.p)s}^H$ приведены в приложении 6.

5.4. Среднегодовое снижение мощности из-за ее ограничений определяется по формуле (11):

$$N_{огр} = N_{огр}^{тсв} + N_{огр}^э + N_{огр}^о, \quad (11)$$

- где: $N_{огр}$ – среднегодовое снижение мощности из-за ее ограничений, МВт;
 $N_{огр}^{тсв}$ – среднегодовые значения технических, сезонных и временных ограничений мощности, МВт, определяется по формуле (12);
 $N_{огр}^э$ – среднегодовое снижение мощности из-за ограничений, вызванных кратковременным ухудшением эксплуатационного состояния оборудования в межремонтный период, МВт, рассчитывается по формуле (14);
 $N_{огр}^о$ – среднегодовое снижение мощности, вызванное освоением вновь введенного оборудования (устранение строительно-монтажных недоделок, проведение испытаний и наладочных работ и др.), рассчитывается по формуле (15).

5.4.1. Среднегодовое снижение мощности из-за наличия технических, сезонных и временных ограничений мощности освоенного оборудования

определяется по формуле (12):

$$N_{\text{огр}}^{\text{ТСВ}} = \sum N_{\text{огр}s}^{\text{с}} K_s^{\text{рем}}, \quad (12)$$

где: $N_{\text{огр}}^{\text{ТСВ}}$ – среднегодовые значения технических, сезонных и временных ограничений мощности, МВт;
 $N_{\text{огр}s}^{\text{с}}$ – согласованное с уполномоченным органом Республики Казахстан на расчетный год среднегодовое ограничение мощности s -й группы оборудования;
 $K_s^{\text{рем}}$ – коэффициент, учитывающий вывод оборудования в ремонт и реконструкцию, определяется по формуле (13).

$$K_s^{\text{рем}} = 1 - \frac{N_{\text{рем}}^{\text{н}} + N_{(\text{рек})s}}{N_{\text{ys}}^{\text{нач}}}. \quad (13)$$

где: $K_s^{\text{рем}}$ – коэффициент, учитывающий вывод оборудования в ремонт и реконструкцию, МВт;
 $N_{\text{ys}}^{\text{нач}}$ – установленная электрическая мощность освоенного оборудования s -й группы на начало года;
 $N_{\text{рем}}^{\text{н}}$ – среднегодовое нормативное снижение мощности из-за вывода освоенного энергетического оборудования в ремонт, МВт;
 $N_{(\text{рек})s}$ – среднегодовое снижение мощности s -й группы из-за вывода освоенного оборудования в реконструкцию или модернизацию.

5.4.2. Среднегодовое снижение мощности, вызванное кратковременным ухудшением эксплуатационного состояния освоенного оборудования в межремонтный период, рассчитывается по формуле (14):

$$N_{\text{огр}}^{\text{э}} = \sum N_{\text{ys}}^{\text{нач}} K_s^{\text{рем}} K_{\text{эс}}^{\text{н}} \cdot 10^{-2}, \quad (14)$$

где: $N_{\text{огр}}^{\text{э}}$ – среднегодовое снижение мощности из-за ограничений, вызванных кратковременным ухудшением эксплуатационного состояния освоенного оборудования в межремонтный период, МВт;
 $N_{\text{ys}}^{\text{нач}}$ – установленная электрическая мощность освоенного оборудования s -й группы на начало года;
 $K_s^{\text{рем}}$ – коэффициент, учитывающий вывод оборудования в ремонт и реконструкцию, МВт;
 $K_{\text{эс}}^{\text{н}}$ – норматив снижения мощности из-за ухудшения

эксплуатационного состояния s -й группы оборудования, %.

Значения $K_{эс}^H$ принимаются равными:

0,5 для гидроэлектростанций и всех групп оборудования тепловых электростанций, работающих на газе и мазуте;

1,0 для всех групп оборудования тепловых электростанций, работающих на твердом топливе.

5.4.3. Среднегодовое снижение мощности оборудования, находящегося в стадии освоения, определяется по формуле (15):

$$N_{огр}^0 = \sum N_{yq}^{нач} (1 - K_{оq}^H \cdot 10^{-2}), \quad (15)$$

- где: $N_{огр}^0$ – среднегодовое снижение мощности, вызванное освоением вновь введенного оборудования (устранение строительномонтажных недоделок, проведение испытаний и наладочных работ и др.), МВт;
- $N_{yq}^{нач}$ – установленная мощность q -го агрегата, введенного в эксплуатацию до начала расчетного года и находящегося в стадии освоения;
- $K_{оq}^H$ – среднегодовой нормативный коэффициент освоения оборудования, %, рассчитывается по формуле (16).

Началом периода освоения вновь введенного агрегата считается месяц, следующий за тем, в котором был подписан акт о приемке нового агрегата в эксплуатацию.

В течение расчетного года для осваиваемого агрегата может закончиться очередная год освоения (первый, второй или третий). В таком случае для данного агрегата среднегодовой нормативный коэффициент освоения рассчитывается по формуле (16):

$$K_{оq}^H = \frac{n_{оq(a)} K_{оq(a)}^H + n_{оq(b)} K_{оq(b)}^H}{12}, \quad (16)$$

- где: $K_{оq}^H$ – среднегодовой нормативный коэффициент освоения оборудования, %;
- $K_{оq(a)}^H$ – нормативный коэффициент освоения оборудования соответственно для первого (второго или третьего) и второго (третьего или четвертого) годов освоения;
- $n_{оq(a)}$ – количество месяцев расчетного года, относящееся соответственно к первому (второму или третьему) и второму (третьему или четвертому) годам освоения.

Нормативный коэффициент освоения оборудования, отражающий снижение его мощности и время простоя во всех видах ремонта, для каждого из годов освоения определяется по формулам (17, 18):

$$K_{оq(a)}^H = K_{Гq(a)}^H K_{Mq(a)}^H 10^{-2}; \quad (17)$$

$$K_{оq(b)}^H = K_{Гq(b)}^H K_{Mq(b)}^H 10^{-2}, \quad (18)$$

где: $K_{оq(a)}^H$ – нормативный коэффициент освоения оборудования соответственно для первого (второго или третьего) и второго (третьего или четвертого) годов освоения;
 $K_{Гq(a)}^H$ – нормативный коэффициент готовности вновь введенного оборудования соответственно для первого (второго или третьего) и второго (третьего или четвертого) годов освоения, (приложение 7);
 $K_{Мq(a)}^H$ – нормативный коэффициент освоения проектной мощности вновь введенного оборудования соответственно для первого (второго или третьего) и второго (третьего или четвертого) годов освоения, (приложение 8).

6. Пример расчета нормативной рабочей мощности

Расчет выполнен для ТЭЦ, на которой установлены 4 котлоагрегата ТГМ-96 паропроизводительностью по 480 т/ч и четыре турбоагрегата Т-100-130 мощностью по 100 МВт и номинальным расходом свежего пара 480 т/ч.

6.1. Исходные данные для расчета

Котло- и турбоагрегаты ТЭЦ отработали от 40 до 55 тыс. ч.

В соответствии с руководящими документами по проведению планово-предупредительных ремонтов в расчетном году предусматривается выполнить следующие ремонты:

Наименование и станционный номер оборудования	Вид ремонта	Нормативная продолжительность ремонта, сут
Турбоагрегат № 1	Текущий	8
Турбоагрегат № 2	Средний	16
Турбоагрегат № 3	Текущий	8
Турбоагрегат № 4	Капитальный	40
	Реконструкция	55
Котлоагрегат № 1	Текущий	30
Котлоагрегат № 2	Средний	24
	Текущий	20
Котлоагрегат № 3	Текущий	30

Котлоагрегат № 4	Капитальный	46
	Текущий	20
Градирня	Средний	30

Среднее снижение мощности ТЭЦ за время проведения ремонта градирни составит 50 МВт.

Оборудование, находящееся в стадии освоения, на электростанции отсутствует.

Согласованное с уполномоченным органом Республики Казахстан среднегодовое снижение мощности в расчетном году из-за наличия технических, сезонных и временных ограничений составит 22 МВт.

Для установленного на ТЭЦ оборудования:

норматив снижения рабочей мощности из-за неплановых (аварийных) ремонтов основного оборудования составляет 2,0% (приложение 6);

норматив снижения рабочей мощности из-за ухудшения эксплуатационного состояния оборудования в межремонтный период составляет 0,5% (п. 5.4.2).

6.2. Расчет рабочей мощности (МВт)

6.2.1. Среднегодовое снижение мощности из-за вывода турбоагрегатов:

- в реконструкцию [формула (2)]

$$N_{\text{рек}}^{\text{н}} = \frac{100(55 - 40)}{365(100 - 2,5)} \cdot 100 = 4,2;$$

- в капитальный ремонт [формула (5)]

$$N_{\text{к.р}}^{\text{н}} = \frac{100 \cdot 40}{365(100 - 2,5)} \cdot 100 = 11,2;$$

- в средний ремонт [формула (6)]

$$N_{\text{с.р}}^{\text{н}} = \frac{100 \cdot 16}{365(100 - 2,5)} \cdot 100 = 4,5;$$

- в текущий ремонт [формула (7)]

$$N_{\text{т.р}}^{\text{н}} = \frac{100(8 \cdot 2)}{365(100 - 2,5)} \cdot 100 = 4,5.$$

6.2.2. Среднегодовое снижение мощности из-за несовпадения сроков проведения ремонтов котло- и турбоагрегатов [формула (8)]

$$N_{\text{кот}}^{\text{н}} = \frac{(229 - 117) - (480 \cdot 4 - 480 \cdot 4)}{480 \cdot 4} \cdot 400 = 23,3,$$

где среднегодовая номинальная паропроизводительность выводимых в ремонт агрегатов определяется по формуле, аналогичной формуле (5)

$$D_{\text{кот}}^{\text{рем}} = \frac{480 \cdot 30 + (24 + 20) + 30 + (46 + 20)}{365(100 - 2,5)} \cdot 100 = 229 \text{ т/ч};$$

$$D_{\text{т}}^{\text{рем}} = \frac{480(8 + 16 + 8 + 55)}{365(100 - 2,5)} \cdot 100 = 117 \text{ т/ч}.$$

6.2.3. Среднегодовое снижение мощности из-за вывода в ремонт общестанционного оборудования - градирни [формула (9)]

$$N_{\text{об.ст}}^{\text{н}} = \frac{50 \cdot 30}{365(100 - 2,5)} \cdot 100 = 4,2.$$

6.2.4. Суммарное среднегодовое снижение мощности из-за вывода оборудования в плановые ремонты [формула (4)]

$$N_{\text{пр}}^{\text{н}} = 11,2 + 4,5 + 4,5 + 23,3 + 4,2 = 47,7.$$

6.2.5. Среднегодовое снижение мощности из-за вывода основного энергетического оборудования в неплановый (аварийный) ремонт [формула (10)]

$$N_{\text{а.р}}^{\text{н}} = (400 - 47,7 - 4,2) \cdot 2 \cdot 10^{-2} = 7,0.$$

6.2.6. Суммарное среднегодовое снижение мощности из-за вывода оборудования во все виды ремонтов [формула (3)]

$$N_{\text{рем}}^{\text{н}} = 47,7 + 7,0 = 54,7.$$

6.2.7. Среднегодовое снижение мощности из-за наличия ограничений: технических, сезонных и временных, согласованных с уполномоченным органом Республики Казахстан, формула (12):

$$N_{\text{огр}}^{\text{тсв}} = 22 \cdot 0,853 = 18,8,$$

где коэффициент, учитывающий вывод оборудования в ремонт и реконструкцию, определен по формуле (13):

$$K_s^{\text{рем}} = 1 - \frac{54,7 + 4,8}{400} = 0,853;$$

вызванных кратковременным ухудшением эксплуатационного состояния оборудования в межремонтный период [формула (14)]

$$N_{\text{огр}}^{\text{р}} = 400 \cdot 0,853 \cdot 0,5 \cdot 10^{-2} = 1,7;$$

- всего [формула (11)]:

$$N_{\text{огр}} = 18,8 + 1,7 + 0 = 20,5.$$

6.2.8. Среднегодовая нормативная рабочая мощность [формула (1)]:

$$N_{\text{раб}}^{\text{н}} = 400 - 4,2 - 54,7 - 20,5 = 320,6.$$

7. Методика расчета значений минимальной электрической мощности теплоэлектроцентрали

7.1. Предлагаемая Методика регламентирует порядок расчета значений минимальной электрической мощности теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) при заданной тепловой нагрузке.

7.2. Методика предназначена для использования на всех стационарных паротурбинных электростанциях, работающих на органическом топливе, а также в генерирующих компаниях.

7.3. Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике» устанавливает приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии по отношению к другим режимам работы ТЭС.

Выработанной по комбинированному (теплофикационному) циклу является электроэнергия, полученная за счет пара, частично или полностью отработавшего в турбоагрегате, тепло которого использовано для теплоснабжения потребителей.

7.4. На турбоагрегатах с регулируемыми отборами и конденсацией пара выработке электроэнергии по теплофикационному циклу (\mathcal{E}_{mf}) (теплофикационной мощности $N_{Tф}$) сопутствует вынужденная выработка электроэнергии по конденсационному циклу ($\mathcal{E}_{кн}^s$ - вынужденная конденсационная мощность), обусловленная минимальным эксплуатационным расходом пара в конденсатор.

7.5. Под минимальной мощностью турбоагрегата ТЭЦ понимается сумма теплофикационной и вынужденной конденсационной ($N_{кн}^s$) мощностей.

7.6. В эксплуатационных условиях минимальная мощность ТЭЦ определяется:

- количеством тепла, отпускаемого внешним потребителям;
- установленными заводами-изготовителями минимальными расходами пара в конденсаторы турбоагрегатов;
- техническими минимумами теплопроизводительности энергетических котлов;
- условиями надежности энергоснабжения потребителей;
- техническим состоянием оборудования.

8. Минимальная мощность турбоагрегата

8.1. В общем случае минимальная электрическая мощность турбоагрегата (исходя из обеспечения потребителей теплом) определяется по формуле (19):

$$N_T^{\text{мин}} = N_T^{(H)} + \sum \Delta N_T, \quad (19)$$

где: $N_T^{\text{мин}}$ – минимальная электрическая мощность турбоагрегата, (исходя из обеспечения потребителей теплом), МВт;
 $N_T^{(H)}$ – нормативная мощность турбоагрегата при работе его по тепловому графику нагрузок, МВт;
 $\Sigma \Delta N_T$ – сумма поправок к нормативной мощности турбоагрегата, МВт.

8.2. Под нормативной мощностью турбоагрегата при работе его по тепловому графику нагрузок понимается электрическая мощность турбоагрегата при работе его с заданной тепловой нагрузкой и минимальным (установленным заводом-изготовителем) расходом пара в конденсатор.

8.3. В нормативных документах (НД) по топливоиспользованию электростанций требуется наличие графиков нормативной мощности турбоагрегатов с конденсацией и регулируемыми отборами пара для режимов работы их с полным использованием тепла отработавшего пара, а также турбоагрегатов с противодавлением.

8.4. Основой для построения графиков нормативной мощности ($N_T^{(H)}$) турбоагрегатов с регулируемыми отборами и конденсацией пара для режимов работы их с минимальным (установленным заводом-изготовителем) расходом пара в конденсатор (рисунки 1 и 2) являются содержащиеся в НД по топливоиспользованию графики зависимости удельного расхода тепла на турбоагрегат на выработку электроэнергии q_T от его электрической мощности N_T и нагрузки производственного $\bar{Q}_{\text{ПО}}$ и отопительного $\bar{Q}_{\text{ТО}}$ отборов.

8.5. Графики, аналогичные рисунку 1, разрабатываются для турбоагрегатов ПТ1 (при работе их только с производственным или только с отопительным отбором), П и Т1, а также Т2 (для одноступенчатого и двухступенчатого подогрева сетевой воды).

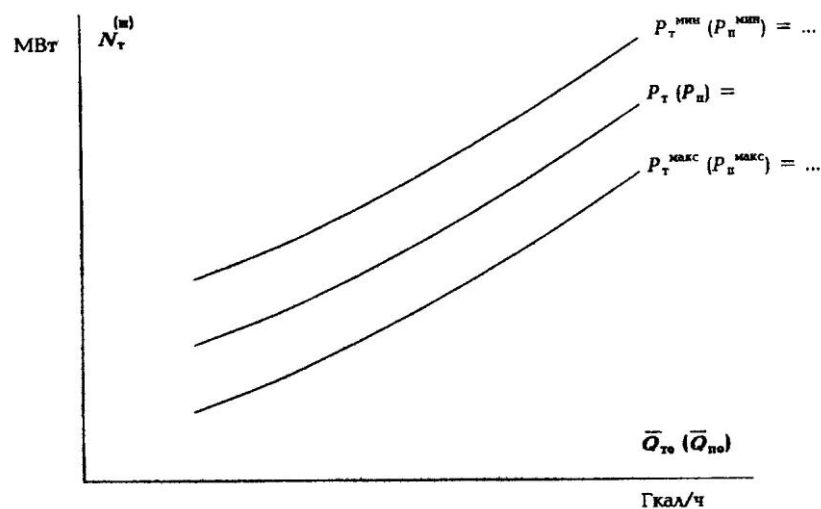


Рисунок 1. Нормативная мощность турбоагрегатов ПТ1 (при работе только с одним из отборов), П, Т1 и Т2 (отдельно для одно- и двухступенчатого подогрева сетевой воды)

8.6. Графики, аналогичные рисунку 2, разрабатываются для турбоагрегатов ПТ1 (при $P_{\Pi} = \text{const}$ и $P_{\Gamma} = \text{const}$) и ПТ2 (для каждого фиксированного значения давления пара в верхнем и нижнем отопительных отборах при $P_{\Pi} = \text{const}$).

Примечание: В пунктах 8.5 и 8.6 приняты следующие обозначения типов турбоагрегатов: П - с одним производственным отбором пара; Т1 и Т2 - с одной или двумя ступенями давления отопительного отбора пара; ПТ1 и ПТ2 - с производственным и одной или двумя ступенями давления отопительного отбора пара.

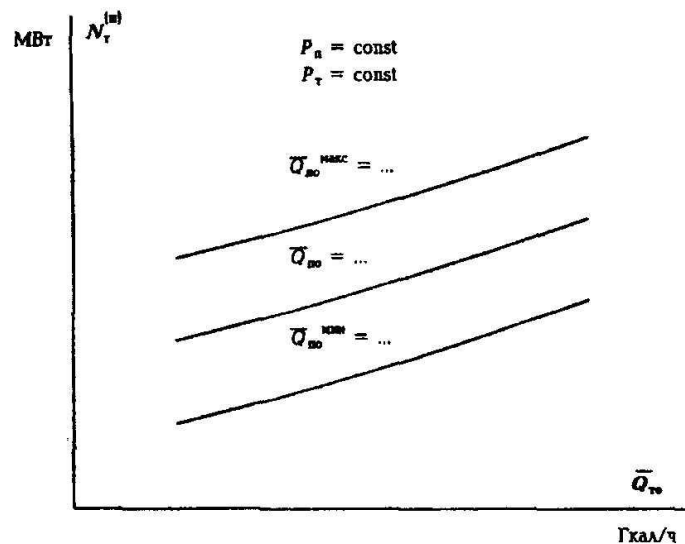


Рисунок 2. Нормативная мощность турбоагрегатов ПТ1 (при работе с обоими отборами:

$P_{\Gamma} = \text{const}$, $P_{\Pi} = \text{const}$) и ПТ2 (при работе с обоими отборами: $P_{\Pi} = \text{const}$ для каждого фиксированного значения давления пара в верхнем и нижнем отопительных отборах)

8.7. Значение нормативной мощности определяется путем проецирования на ось мощностей графика $q_{\Gamma} = f(N_{\Gamma}, \bar{Q}_{\Pi O}, \bar{Q}_{\Gamma O})$ точки А: точки примыкания к линии 1, характеризующей работу турбоагрегата по тепловому графику нагрузок, линии 2, характеризующей работу турбоагрегата по электрическому графику нагрузок при $\bar{Q}_{\Pi O}(\bar{Q}_{\Gamma O}) = \text{const}$ [для турбоагрегатов типа П (Т1, Т2), рисунок 3] или при $\bar{Q}_{\Pi O} = \text{const}$ и $\bar{Q}_{\Gamma O} = \text{const}$ [для турбоагрегатов ПТ1 и ПТ2, рисунок 4].

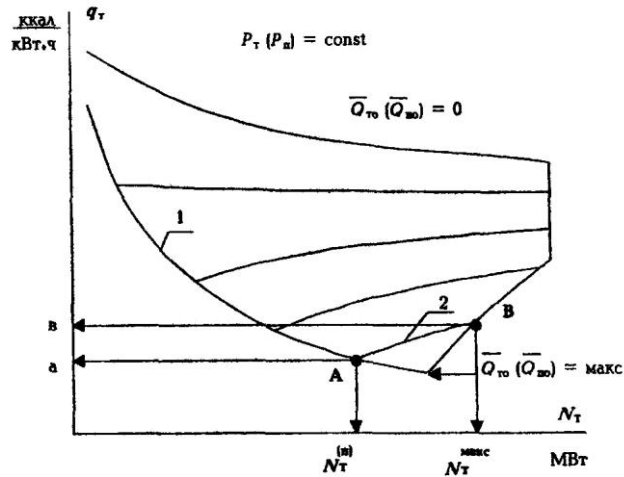


Рисунок 3. Пример графиков зависимости $q_T = f(N_T, \bar{Q}_{\text{ТО}})$, $q_T = f(N_T, \bar{Q}_{\text{ПО}})$

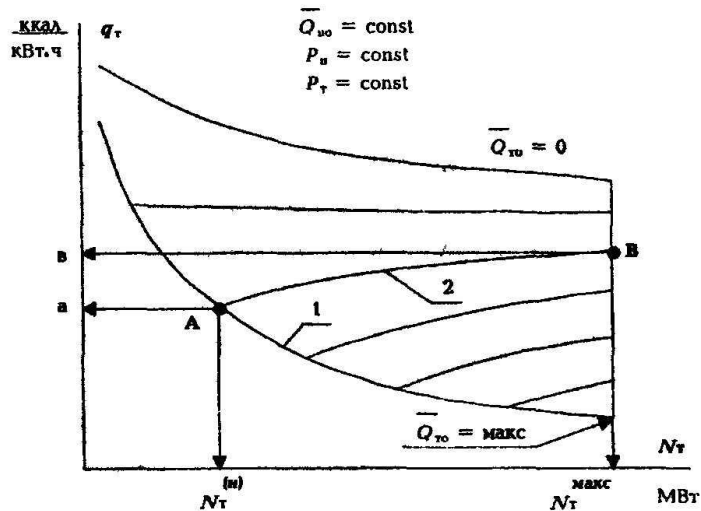


Рисунок 4. Пример графиков зависимости $q_T = f(N_T, \bar{Q}_{\text{ПО}}, \bar{Q}_{\text{ТО}})$

8.8. На графиках нормативной мощности обозначаются границы зон естественного повышения давления (ЕПД) в камерах регулируемых отборов пара. Значения нормативной мощности в зонах ЕПД определяются при значениях естественного давления пара в камерах отборов.

8.9. Если по каким-либо причинам для всего диапазона изменения нагрузок отборов $\bar{Q}_{\text{ПО}}$ и $\bar{Q}_{\text{ТО}}$ или отдельных его интервалов значения нормативной мощности нельзя определить на основе графиков $q_T = f(N_T, \bar{Q}_{\text{ПО}}, \bar{Q}_{\text{ТО}})$, то они определяются на основе диаграммы режимов.

8.10. К факторам, влияющим на изменение нормативной мощности турбоагрегата, относятся:

временное, утвержденное в установленном порядке, снижение параметров пара перед турбоагрегатом;

отклонение значений давления пара в регулируемых отборах от их значений, принятых при построении энергетической характеристики турбоагрегата;

отклонение давления пара в конденсаторе от номинального значения; минимальный, установленный заводом-изготовителем расход свежего пара, при котором обеспечивается устойчивая работа системы регенеративного подогрева питательной воды;

неудовлетворительное состояние проточной части турбоагрегата;

неудовлетворительное состояние регулирующих органов части низкого давления (ЧНД);

при минимальном (установленном заводом - изготовителем турбоагрегата) расходе пара в конденсатор превышение допустимых значений температуры металла выхлопного патрубка ЧНД и вибрации ротора;

прочие факторы.

9. Минимальная мощность ТЭЦ

9.1. Расчету минимальной мощности ТЭЦ (группы оборудования) $N_{ТЭЦ}^{мин}$ ($N_{ГР}^{мин}$) предшествует распределение общей тепловой нагрузки ТЭЦ (группы оборудования) между отдельными источниками (турбоагрегатами, пиковыми водогрейными котлами, РОУ). При этом в отпуск тепла из Т- и П-отбора включается отпуск тепла из нерегулируемых отборов (сверх нужд регенерации) с давлением пара соответственно, до и свыше 3 кгс/см².

9.2. При распределении тепловых нагрузок количество работающих турбоагрегатов и групп оборудования должно приниматься минимальным, оно определяется тепловой нагрузкой потребителей.

При минимальных тепловых нагрузках следует предусматривать нахождение в работе одного турбоагрегата и одного котла ТЭЦ, если другое их количество не следует из особенностей тепловой схемы электростанции, условий энергоснабжения потребителей и установленных заводом-изготовителем ограничений в работе оборудования.

9.3. Расчеты значений минимальной мощности ТЭЦ (группы оборудования) производятся для каждого месяца.

Расчеты рекомендуется производить по форме таблиц 1÷4, при необходимости дополняя их или внося в них изменения.

Для месяцев, в течение которых осуществляется отключение (включение) отопительной нагрузки, таблицы 1÷3 приводятся для двух режимов работы ТЭЦ: без отопительной нагрузки и с отопительной нагрузкой.

9.4. Исходные данные приводятся в таблице 1, результаты распределения тепловых нагрузок, значения нормативной мощности

Всего по ТЭЦ		-		-						-	-
Примечания											
1. Данные приводятся по каждому турбоагрегату, каждой группе оборудования и по ТЭЦ в целом.											
2. Указываются все турбоагрегаты (в том числе типов Р и ПР), участвующие в отпуске тепла, по таблице 1.											

Таблица 3 - Значения изменений нормативной мощности турбоагрегатов (ΔN_T МВт) _____
(наименование ТЭЦ)
за _____ 20__ г. при работе их по тепловому графику нагрузок
(месяц)

Фактор изменения нормативной мощности турбоагрегата ¹	Станционный номер турбоагрегата и его обозначение					
Всего						

¹ Приводятся действующие из перечисленных в п. 8.10 факторы. Прочие факторы расшифровываются.

В графе 13 указывается относительный прирост расхода тепла турбоагрегатом на производство электроэнергии по конденсационному циклу Δq_{KH} . Он определяется на основе эксплуатационных данных или с достаточной для данных расчетов точностью может быть рассчитан по формуле (20):

$$\Delta q_{KH} = \frac{q_T^{max} N_T^{max} - q_T^{(H)} N_T^{(H)}}{N_T^{max} - N_T^{(H)}} \cdot 10^{-3}. \quad (20)$$

где: Δq_{KH} – относительный прирост расхода тепла турбоагрегатом на производство электроэнергии по конденсационному циклу, Гкал/(МВт·ч);

N_T^{max} – максимально возможная мощность турбоагрегата, МВт;

$N_T^{(H)}$ – нормативная мощность турбоагрегата при работе его по тепловому графику нагрузок, МВт;

$q_T^{(H)}$ – соответствующие нормативной и максимально возможной мощности удельные расходы тепла на производство электроэнергии (точки «а» и «в» на рисунках 3 и 4), ккал/(кВт·ч).

В формуле (20) при заданных тепловых нагрузках турбоагрегата значения мощностей и соответствующих удельных расходов тепла на производство электроэнергии, определяются по графикам, аналогичным

рисункам 3 и 4.

9.5. Минимальный расход тепла свежего пара на турбоагрегат [при заданной тепловой нагрузке $\bar{Q}_T = \bar{Q}_{ПО} + \bar{Q}_{ТО} + \bar{Q}_{КОНД}$ (здесь $\bar{Q}_{КОНД}$ - отпуск тепла от конденсатора) и мощности $N_T^{мин} = N_T^{(H)} + \Sigma \Delta N_T$] определяется по формуле (21):

$$\bar{Q}_o^{мин} = q_T^{(H)} \cdot N_T^{(H)} \cdot 10^{-3} + \Delta q_{KH} \Sigma \Delta N_T + \bar{Q}_T. \quad (21)$$

- где: $\bar{Q}_o^{мин}$ – минимальный расход тепла свежего пара на турбоагрегат, Гкал/ч;
 Δq_{KH} – относительный прирост расхода тепла турбоагрегатом на производство электроэнергии по конденсационному циклу, Гкал/(МВт·ч);
 $\Sigma \Delta N_T$ – сумма поправок к нормативной мощности турбоагрегата, МВт;
 $N_T^{(H)}$ – нормативная мощность турбоагрегата при работе его по тепловому графику нагрузок, МВт;
 $q_T^{(H)}$ – соответствующий нормативной мощности удельный расход тепла на производство электроэнергии, ккал/(кВт·ч);
 \bar{Q}_T – заданная тепловая нагрузка, Гкал.

В формуле (21) условно принято, что упомянутые в пункте 8.10 факторы влияют на изменение только конденсационной мощности турбоагрегата.

9.6. Диапазон регулирования теплопроизводительности при различном сочетании работающих котлов (таблица 4) определяется на основе эксплуатационных данных.

Таблица 4. Диапазон регулирования теплопроизводительности котлов

Станционный номер	Обозначение	Котел		Сочетание (номера) работающих котлов	Группа котлов	
		Теплопроизводительность, Гкал/ч			Теплопроизводительность, Гкал/ч	
		минимальная, $\bar{Q}_K^{мин}$	максимальная, $\bar{Q}_K^{макс}$		минимальная, $\bar{Q}_{К.ГР}^{мин}$	максимальная, $\bar{Q}_{К.ГР}^{макс}$
Котлы на давление пара ___ кгс/см ² . Структура сжигаемого топлива (%): уголь ____, газ ____, мазут _____						
Котлы на давление пара ___ кгс/см ² . Структура сжигаемого топлива (%): уголь ____, газ ____, мазут _____						

9.7. Значение минимальной мощности группы оборудования $N_{ГР}^{мин}$ рассчитывается в такой последовательности:

9.7.1. Определяется теплопроизводительность группы котлов, необходимая для обеспечения работы турбоагрегатов по тепловому графику нагрузок, $\bar{Q}_{К.ГР}^{ТГ}$ (Гкал/ч):

$$\bar{Q}_{К.ГР}^{ТГ} = \frac{\Sigma \bar{Q}_o^{мин} + \bar{Q}_{РОУ}}{\eta_{ТП}} \cdot 10^2, \quad (22)$$

где: $\bar{Q}_{К.ГР}^{ТГ}$ – теплопроизводительность группы котлов, необходимая для обеспечения работы турбоагрегатов по тепловому графику, Гкал/ч;
 $\Sigma \bar{Q}_o^{мин}$ – минимальный расход тепла свежего пара на турбоагрегат, Гкал/ч;
 $\bar{Q}_{РОУ}$ – отпуск тепла непосредственно от котлов (свежим паром или через РОУ), Гкал/ч;
 $\eta_{ТП}$ – коэффициент теплового потока, %.

9.7.2. Если значение необходимой теплопроизводительности группы котлов, для обеспечения работы турбоагрегатов по тепловому графику $\bar{Q}_{К.ГР}^{ТГ}$ обеспечивается одним или несколькими сочетаниями работающих котлов (точки *a*, *b* и *c* на рисунке 5), то

$$N_{ГР}^{мин} = \Sigma N_T^{мин}. \quad (23)$$

где: $N_{ГР}^{мин}$ – минимальная мощность группы оборудования ТЭЦ, МВт;
 $\Sigma N_T^{мин}$ – суммарная минимальная электрическая мощность турбоагрегатов, (исходя из обеспечения потребителей теплом), МВт.

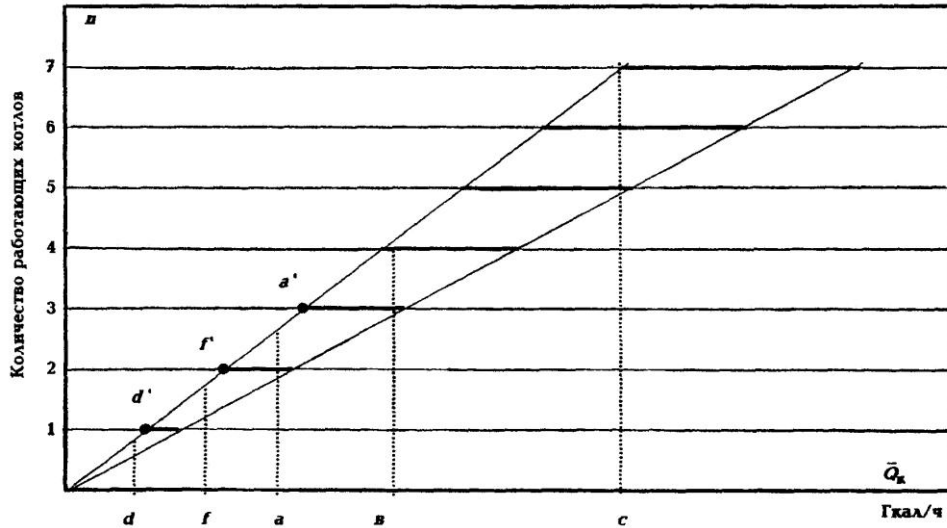


Рисунок 5. Диапазон регулирования теплопроизводительности котлов

9.7.3. Если значение $\bar{Q}_{К.ГР}^{ТГ}$ находится вне диапазона регулирования теплопроизводительности котлов (точки d и f на рисунке 5), то

$$N_{ГР}^{ТГ} = \Sigma N_T^{\text{мин}} + \frac{\bar{Q}_{К.ГР}^{\text{мин}} - \bar{Q}_{К.ГР}^{ТГ} \cdot \eta_{ТП}}{\Delta q_{кн} \cdot 10^2}, \quad (24)$$

где: $N_{ГР}^{ТГ}$ — минимальная мощность группы турбогенераторов ТЭЦ, МВт;

$\Sigma N_T^{\text{мин}}$ — суммарная минимальная электрическая мощность турбоагрегатов, (исходя из обеспечения потребителей теплом), МВт.

$\bar{Q}_{К.ГР}^{\text{мин}}$ — минимальное значение теплопроизводительности (Гкал/ч) ближайшего большего количества работающих котлов (точки d' и f' на рисунке 5);

$\bar{Q}_{К.ГР}^{ТГ}$ — теплопроизводительность группы котлов, необходимая для обеспечения работы турбоагрегатов по тепловому графику, Гкал/ч;

$\eta_{ТП}$ — коэффициент теплового потока, %;

$\Delta q_{кн}$ — относительный прирост расхода тепла турбоагрегатом на производство электроэнергии по конденсационному циклу, Гкал/(МВт·ч).

9.7.4. Если по тем или иным причинам (например, наличие потребителя тепла, не допускающего перерыва в теплоснабжении) в работе должен находиться резервный котел, то в зависимости от соотношения значений $\bar{Q}_{К.ГР}^{\text{мин}}$ и $\bar{Q}_{К.ГР}^{ТГ}$ значение $N_{ГР}^{\text{мин}}$ ($N_{ГР}^{ТГ}$) определяется:

по формуле (23) для точек b и c рисунка 5;

по формуле (24): при этом для точек d , f и a значение теплопроизводительности группы котлов, необходимой для обеспечения работы турбоагрегатов по тепловому графику ($\bar{Q}_{K.ГР}^{TT}$) принимается соответственно, в точках f' , a' и d' .

Приложение 1
к Инструкции по расчету
производственной мощности
электростанций

**Нормы продолжительности ремонта и периодичности капитальных
ремонтов паровых турбин (типовой объем)**

Тип турбины	Давление МПа (кгс/см ²)	Мощ- ность, МВт	Периодич- ность капиталь- ных ремонтов, лет	Ремонт- ный цикл	Продолжительность ремонта, календарные сутки		
					капитал ьного	средне го	текущег о
Турбины конденсационные и теплофикационные одноцилиндровые	До 6,5 (65)	До 12	5	Т-Т-Т-Т- К	12	-	4
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	До 6,5 (65)	До 12	5	Т-Т-Т-Т- К	13	-	4
Турбины конденсационные и теплофикационные одноцилиндровые	До 6,5 (65)	13÷15	5	Т-Т-Т-Т- К	16	-	5
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	До 6,5 (65)	13÷24	5	Т-Т-Т-Т- К	18	-	6
Турбины конденсационные и теплофикационные одноцилиндровые	До 6,5 (65)	26÷50	5	Т-Т-Т-Т- К	21	-	6
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	До 6,5 (65)	26÷50	5	Т-Т-Т-Т- К	23	-	7
Турбины конденсационные и теплофикационные двухцилиндровые	До 6,5 (65)	51÷100	5	Т-Т-Т-Т- К	25	-	7
Турбины с противодавлением	До 6,5 (65)	До 12	5	Т-Т-Т-Т- К	12	-	4
ПТ-12-90/10	9 (90)	12	5	Т-Т-Т-Т- К	18	-	6
К-25-90	9 (90)	25	5	Т-Т-Т-Т- К	23	-	7

ПТ-25-90/10 P-12-90/13 P-12-90/18	9 (90)	25	4	T-T-T-K	25	-	8
P-12-90/31 P-25-90/31 P-25-90/18 ПП-25-90/10/0,9	9 (90)	25	5	T-T-T-T-K	27	-	7
К-50-90	9 (90)	50	5	T-T-T-T-K	27	-	7
К-100-90	9 (90)	100	5	T-T-T-T-K	26	-	7
ПТ-60/75-90/13	9 (90)	60	5	T-T-C-T-K	31	12	9
T-50/60-130	9 (90)	60	5	T-T-T-T-K	31	-	9
ПТ-50/60-130/7	13 (130)	50	5	T-T-T-T-K	35	-	9
P-40-130/31	13 (130)	40	5	T-T-T-T-K	35	-	9
P-50-130/13	13 (130)	50	5	T-T-T-T-K	23	-	6
ПТ-60/75-130/13	13 (130)	60	5	T-T-T-T-K	25	-	7
ПТ-80/100-130/13	13 (130)	80	5	T-T-T-T-K	36	-	9
T-100/120-130	13 (130)	100	5	T-T-C-T-K	36	-	9
P-100-130/15	13 (130)	100	5	T-T-C-T-K	40	16	8
ПТ-135/165-130/15	13 (130)	135	5	T-T-C-T-K	29	16	8
T-175/210-130	13 (130)	175	5	T-T-C-T-K	38	16	8
	13 (130)	175	5	T-T-C-T-K	42	17	9

Приложение 2
к Инструкции по расчету
производственной мощности
электростанций

**Нормы продолжительности ремонта и периодичности
капитальных ремонтов гидравлических турбин (типовой объем)**

Тип гидротурбины	Продолжительность простоя, календарные сутки			
	в году проведения капитального ремонта			в году проведения текущего ремонта
	в капит. ремонте	в текущем ремонте	всего	
Ковшовые и радиально-осевые с диаметром рабочего колеса от 1,5 до 2,9 м	22	4	26	6
Радиально-осевые с диаметром рабочего колеса от 3,0 до 5,4 м мощностью до 100 МВт включительно	28	5	33	8
То же мощностью более 100 МВт	30	6	36	9
Радиально-осевые с диаметром рабочего колеса от 5,5 до 6,5 м мощностью до 150 МВт включительно	32	7	39	9
То же мощностью более 150 МВт	37	8	45	14
Радиально-осевые с диаметром рабочего колеса 7,0 м и выше	42	9	51	16
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса до 3,6 м	25	4	29	7
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса от 3,6 до 4,5 м	28	5	33	8
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса от 5,0 до 7,5 м	31	7	38	9
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса от 8,0 до 9,5 м	35	8	43	12
Капсульные гидроагрегаты при диаметре рабочего колеса турбины до 6,0 м	30	7	37	9
Поворотно-лопастные с диаметром рабочего колеса свыше 9,5 м	38	9	47	14
Капсульные гидроагрегаты при диаметре рабочего колеса турбины более 6,0 м	35	8	43	9

Примечания: 1. Периодичность капитальных ремонтов согласно ГОСТ 27807-88 составляет не менее 4 лет при наработке не менее 25 тыс. ч и распространяется на все типы гидравлических турбин. Формула ремонтного цикла: Т-Т-Т-КТ. 2. Нормы продолжительности ремонта гидравлических турбин в зимний период увеличиваются на 10%. 3. Продолжительность планово-предупредительного ремонта гидравлических турбин мощностью до 10 МВт не нормируется. 4. Увеличение продолжительности плановых ремонтов при работе ГЭС в непроектном режиме утверждается уполномоченным органом РК для каждой электростанции.

Приложение 3
к Инструкции по расчету производственной
мощности электростанций

**Нормы продолжительности ремонта и периодичности
капитальных ремонтов энергоблоков (типовой объем)**

Тип энергоблока	Периодичность капит. ремонтов, лет	Вид и продолжительность ремонта (календарные сутки) по годам ремонтного цикла														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Энергоблоки (дубль-блоки) 150-160 МВт с котлами ПК-38, ПК-38-2, ПК-38-3, ПК-38-5, ПК-24, ТП-90, ТП-92, ТП-240-1, ТП-50, ТП-51	5	T ₁ T ₂ 13+8	T ₁ T ₂ 13+8	CT ₂ 24+8	T ₁ T ₂ 13+8	K ₁ T ₂ 42+8	T ₁ T ₂ 13+8	T ₁ T ₂ 13+8	CT ₂ 24+8	T ₁ T ₂ 13+8	K ₂ T ₂ 46+8	T ₁ T ₂ 13+8	T ₁ T ₂ 13+8	CT ₂ 24+8	T ₁ T ₂ 13+8	K ₃ T ₂ 54+8
Энергоблоки 150-160 МВт с котлом ТГМ-94 (открытая компоновка)	5	T ₁ T ₂ 13+8	T ₁ T ₂ 13+8	CT ₂ 18+8	T ₁ T ₂ 13+8	K ₁ T ₂ 49+8	T ₁ T ₂ 13+8	T ₁ T ₂ 13+8	CT ₂ 18+8	T ₁ T ₂ 13+8	K ₂ T ₂ 49+8	T ₁ T ₂ 13+8	T ₁ T ₂ 13+8	CT ₂ 18+8	T ₁ T ₂ 13+8	K ₃ T ₂ 54+8
Энергоблоки 150-160 МВт с котлом ТГМ-94 (закрытая компоновка)	5	T ₁ T ₂ 13+8	T ₁ T ₂ 13+8	CT ₂ 18+8	T ₁ T ₂ 13+8	K ₁ K ₂ 42+8	T ₁ T ₂ 13+8	T ₁ T ₂ 13+8	CT ₂ 18+8	T ₁ T ₂ 13+8	K ₂ T ₂ 46+8	T ₁ T ₂ 13+8	T ₁ T ₂ 13+8	CT ₂ 18+8	T ₁ T ₂ 13+8	K ₃ T ₂ 54+8
Энергоблоки 200-210 МВт с котлами ПК-40, ПК-40-1, ПК-40-2, ПК-47, ПК-47-1, ПК-47-3, ПК-47-5, ПК-33, ТП-100, ТП-100А, ТП-108, ТПЕ-208	4	T ₁ T ₂ 13+8	CT ₂ 24+8	T ₁ T ₂ 13+8	K ₁ T ₂ 44+8	T ₁ T ₂ 13+8	CT ₂ 24+8	T ₁ T ₂ 13+8	K ₂ T ₂ 48+8	T ₁ T ₂ 13+8	CT ₂ 24+8	T ₁ T ₂ 13+8	K ₃ T ₂ 56+8	-	-	-
Энергоблоки 200 МВт с котлами ТП-100, ТП-100А ¹	5	T 13	T 13	C 25	T 13	K ₁ 44	T 13	T 13	C 25	T 13	K ₂ 48	T 13	T 13	C 25	T 13	K ₃ 57
Энергоблоки 200-210 МВт с	5	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	T ₁ T ₂	K ₃ T ₂

котлами ТГМ-104, ТГМ-104С, ТМ-104, ТГМЕ-206, ТПЕ-213		13+8	13+8	25+8	13+8	44+8	13+8	13+8	25+8	13+8	48+8	13+8	13+8	25+8	13+8	56+8
Энергоблоки 200-210 МВт с котлами ТГ-104 ¹	6	T ₁ T ₂ 13+8	T ₁ T ₂ 13+8	CT ₂ 25+8	T ₁ T ₂ 13+8	T ₁ T ₂ 13+8	K ₁ T ₂ 44+8	T ₁ T ₂ 13+8	T ₁ T ₂ 13+6	CT ₂ 25+8	T ₁ T ₂ 13+8	T ₁ T ₂ 13+8	K ₂ T ₂ 48+8	T ₁ T ₂ 13+8	T ₁ T ₂ 13+8	CT ₂ 25+8
Энергоблоки 300 МВт с котлом ТГМП-114	4	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 24+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₁ T ₂ 49+8	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 24+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₂ T ₂ 53+8	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 24+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₃ T ₂ 65+8	-	-	-
Энергоблоки 300 МВт с котлами ПК-39, ПК-39-1, ПК-39-11	4	T ₁ T ₂ 18+10	CT ₂ 27+10	T ₁ T ₂ 18+10	K ₁ T ₂ 50+10	T ₁ T ₂ 18+	CT ₂ 27+10	T ₁ T ₂ 18+	K ₂ T ₂ 58+	T ₁ T ₂ 18+	CT ₂ 27+	T ₁ T ₂ 18+	K ₃ T ₂ 65+	-	-	-
Энергоблоки 300 МВт с котлами ПК-41, ПК-41-1	4	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 24+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₁ T ₂ 49+8	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 24+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₂ T ₂ 56+8	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 24+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₃ T ₂ 65+8	-	-	-
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТПП-312, ТПП-312А	4	T ₁ T ₂ 16+10	CT ₂ 27+10	T ₁ T ₂ 16+10	K ₁ T ₂ 49+10	T ₁ T ₂ 16+	CT ₂ 27+10	T ₁ T ₂ 16+	K ₂ T ₂ 60+	T ₁ T ₂ 16+	CT ₂ 27+	T ₁ T ₂ 16+	K ₃ T ₂ 70+	-	-	-
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТГМП-314, ТГМП-314А, ТГМП-314Б, ТГМП-314П	4	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 25+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₁ T ₂ 51+8	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 25+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₂ T ₂ 58+8	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 25+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₃ T ₂ 68+8	-	-	-
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТГМП-314, ТГМП-314А, ТГМП-314Б, ТГМП-314П	5	T ₁ T ₂ 16+8	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 25+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₁ T ₂ 58+8	T ₁ T ₂ 16+8	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 25+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₂ T ₂ 58+8	T ₁ T ₂ 16+8	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 25+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₃ T ₂ 62+8
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТПП-210, ТПП-210А, П-50, ТПП-110	4	T ₁ T ₂ 18+9	CT ₂ 27+9	T ₁ T ₂ 18+9	K ₁ T ₂ 50+9	T ₁ T ₂ 18+9	CT ₂ 27+9	T ₁ T ₂ 18+9	K ₂ T ₂ 55+9	T ₁ T ₂ 18+9	CT ₂ 27+9	T ₁ T ₂ 18+9	K ₃ T ₂ 60+9	-	-	-
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТПП-210, ТПП-210А, П-50 ¹	5	T 16	T 16	C 27	T 16	K ₁ 55	T 16	T 16	C 27	T 16	K ₂ 60	T 16	T 16	C 27	T 16	K ₃ 65
Энергоблоки 300 МВт с котлами ТГМП-324, ТГМП-324А, ТГМП-344, ТГМП-344А	4	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 24+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₁ T ₂ 50+8	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 24+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₂ T ₂ 61+8	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 24+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₃ T ₂ 68+8	-	-	-
Энергоблоки 300 МВт с	3	T ₁ T ₂	CT ₂	K ₁ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	K ₂ T ₂	T ₁ T ₂	CT ₂	K ₃ T ₂	-	-	-	-	-	-

котлом П-59		20+12	28+12	55+12	20+12	28+ 12	60+12	20+ 12	28+ 12	70+ 12	-	-	-	-	-	-
Теплофикационные энергоблоки с турбиной Т-250 и котлами ТГМП-314Б, ТГМП-314Ц, ТГМП-314П, ТГМП-344А, ТПП-210А	4	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 25+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₁ T ₂ 58+8	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 25+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₂ T ₂ 58+8	T ₁ T ₂ 16+8	CT ₂ 25+8	T ₁ T ₂ 16+8	K ₃ T ₂ 68+8	-	-	-
Энергоблоки 500 МВт с котлами П-57, П-57-1, П-57-2, П-57-3	4	T ₁ T ₂ 20+10	CT ₂ 40+10	T ₁ T ₂ 20+10	K ₁ T ₂ 62+10	T ₁ T ₂ 20+ 10	CT ₂ 40+10	T ₁ T ₂ 20+ 10	K ₂ T ₂ 70+ 10	T ₁ T ₂ 20+ 10	CT ₂ 40+ 10	T ₁ T ₂ 20+ 10	K ₃ T ₂ 83+ 10	-	-	-
Энергоблоки 800 МВт с котлом ТГМП-204	4	T ₁ T ₂ 20+10	CT ₂ 37+10	T ₁ T ₂ 20+10	K ₁ T ₂ 65+10	T ₁ T ₂ 20+ 10	CT ₂ 37+10	T ₁ T ₂ 20+ 10	K ₂ T ₂ 75+ 10	T ₁ T ₂ 20+ 10	CT ₂ 37+ 10	T ₁ T ₂ 20+ 10	K ₃ T ₂ 80+ 10	-	-	-

¹ Приведены ремонтные циклы, виды и продолжительность ремонтов энергоблоков с увеличенной периодичностью капитальных ремонтов. Увеличенная периодичность капитальных ремонтов принимается в зависимости от условий эксплуатации энергетическим объединением по согласованию с уполномоченным органом РК.

K₁, K₂, K₃ - капитальный ремонт первой, второй и третьей категории; T₁, T₂ - текущий ремонт первой и второй категории.

Приложение 4
к Инструкции по расчету
производственной мощности
электростанций

**Нормы продолжительности ремонта и периодичности
капитальных ремонтов паровых котлов (типовой объем)**

Давление пара, МПа (кгс/см ²)	Паропроизводительность, т/ч	Периодичность капитальных ремонтов, лет	Ремонтный цикл	Продолжительность простоя, календарные сутки						
				в году проведения капитального ремонта			в году проведения среднего ремонта			в году прове- дения только текущего ремонта
				в капит. ремонте	в текущем ремонте	всего	в среднем ремонте	в текущем ремонте	всего	
До 6,5 (65) вкл.	До 35 вкл.	5	Т-Т-СТ- Т-КТ	16	6	22	6	6	12	9
До 6,5 (65) вкл.	Св. 35 до 100 вкл.	5	Т-Т-СТ- Т-КТ	18	7	25	7	7	14	11
До 6,5 (65) вкл.	Св. 100 до 150 вкл.	5	Т-Т-СТ- Т-КТ	20	8	28	8	8	16	12
До 6,5 (65) вкл.	Св. 150 до 220 вкл.	5	Т-Т-СТ- Т-КТ	23	9	32	9	9	18	14
Св. 6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	Св. 70 до 120 вкл.	4	Т-СТ-Т- КТ	23	9	32	9	9	18	14
Св. 6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	150÷170	4	Т-СТ-Т- КТ	25	11	36	10	9	19	16
Св. 6,5 (65) до 12,5 (125) вкл.	200÷300	4	Т-СТ-Т- КТ	33	13	46	13	13	26	20
14 (140)	320	4	Т-СТ-Т- КТ	38	16	54	17	14	31	24
10÷11 (100÷110)	420÷430	4	Т-СТ-Т- КТ	40	16	56	18	16	34	24
14 (140); 15 (150)	400÷420	4	Т-СТ-Т- КТ	44	18	62	20	18	38	27
14 (140)	480÷500	4	Т-СТ-Т- КТ	46	20	66	24	20	44	30

Примечания. 1. Нормы продолжительности ремонта для паровых котлов с поперечными связями приведены при сжигании пылеугольного топлива с содержанием золы до 35%. При других видах топлива или более высоком содержании золы к нормам продолжительности ремонта применяются коэффициенты: для газа - 0,8; для смеси мазута и газа - 0,85; для мазута - 0,9; для пылеугольного топлива с зольностью выше 35% - 1,2; для сланцев - 1,4. 2. Для текущих ремонтов приведена годовая (суммарная) продолжительность ремонтов.

Приложение 5
к Инструкции по расчету
производственной мощности
электростанций

**Увеличение нормативной продолжительности капитальных
ремонтов турбин, котлов и энергоблоков в связи с проведением
дополнительных работ, не предусмотренных типовыми объемами**

Наименование дополнительных работ	Повышающий коэффициент (норматив продолжительности капитального ремонта)
1. Перевод турбин в теплофикационный режим работы	1,2
2. Замена проточной части турбины	1,1
3. Перевод котла на сжигание другого вида топлива	1,2
4. Замена гибов водоопускных и пароперегревательных труб	1,2
5. Полная замена основных поверхностей нагрева котлов в связи с сжиганием непроектных видов топлива или топлива ухудшенного качества	1,1
6. Замена основных элементов электрофильтров или других золоулавливающих устройств: котлов электростанций с поперечными связями энергоблоков мощностью 150-200 МВт	1,3
энергоблоков мощностью 300 МВт	Продолжительность капитального ремонта 80 сут
7. Замена воздухоподогревателя: энергоблоков 150 МВт	Продолжительность капитального ремонта 100 сут
энергоблоков 200 и 300 МВт	Продолжительность капитального ремонта 90 сут Продолжительность капитального ремонта 100 сут

Приложение 6
к Инструкции по расчету
производственной мощности
электростанций

**Норматив снижения рабочей мощности из-за неплановых
(аварийных) ремонтов основного оборудования
электростанций - $K_{(a.p.)}^H$**

Тип электростанции, сокращенное наименование группы оборудования	Значение $K_{(a.p.)}^H$, %
Тепловые электростанции	
Блок 1200, блоки 800, блоки 500	3,5
Блоки 300К, блоки 300Т, ТЭЦ-240	3,0
Блоки 200К, блоки 200Т, блоки 150К, блоки 150Т	2,5
Несерийное оборудование	2,5
Остальные группы оборудования	2,0
Гидроэлектростанции	0,5

Норматив снижения рабочей мощности ТЭС установлен для оборудования, сжигающего твердое топливо с содержанием золы до 35%. К этому значению $K_{(a.p.)}^H$ вводятся поправочные коэффициенты:

Сжигаемое топливо	Поправочный коэффициент
Газ	0,8
Мазут	0,9
Смесь газа и мазута	0,85
Уголь с зольностью выше 35%	1,2

Приложение 7
к Инструкции по расчету
производственной мощности
электростанций

**Коэффициенты готовности вводимых в действие энергоблоков
и агрегатов электростанций**

Наименование и характеристика энергоблоков и агрегатов	Коэффициенты готовности энергоблока или агрегата в процентах от годового календарного фонда времени, %		
	в первый год работы	во второй год работы	в третий год работы
Теплофикационная паровая турбина и котлоагрегат на давление пара у турбины 130 кгс/см ² при работе:			
на твердом топливе	83	85	85
на газомазутном топливе	84	87	87
Энергоблок паровой мощностью 180÷210 МВт при работе:			
на твердом топливе	80	85	85
на газомазутном топливе	82	87	87
Энергоблок паровой мощностью 250÷300 МВт при работе:			
на твердом топливе	79	84	85
на газомазутном топливе	81	87	87
Энергоблок паровой мощностью 500 МВт при работе на твердом топливе	68	80	82
Энергоблок паровой мощностью 800 МВт при работе:			
на твердом топливе	68	80	80
на газомазутном топливе	70	84	84
Гидроагрегаты	85	90	90

Примечание. Коэффициент готовности определяется как отношение суммы времени нахождения энергоблоков и агрегатов в работе и резерве к календарному времени отчетного периода.

Приложение 8
к Инструкции по расчету производственной
мощности электростанций

Нормативный коэффициент освоения проектной мощности

Группа оборудования	Первый год освоения												Второй год освоения		
	I квартал			II квартал			III квартал			IV квартал			I квартал		
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. Теплофикационный турбоагрегат и котлоагрегат ТЭС с давлением 13 МПа (130 кгс/см ²) при работе на угле	0,417	0,65	0,883	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2. То же на газомазутном топливе	0,475	0,825	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. Энергоблок 180÷210 МВт с пылеугольным котлом	0,392	0,575	0,758	0,925	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4. То же с газомазутным котлом	0,475	0,825	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5. Энергоблок 250÷300 МВт с пылеугольным котлом	0,392	0,575	0,758	0,858	0,875	0,892	0,95	1,0	-	-	-	-	-	-	-
6. То же с газомазутным котлом	0,417	0,65	0,883	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7. Энергоблок 500 МВт с пылеугольным котлом	0,392	0,575	0,758	0,858	0,875	0,892	0,908	0,925	0,942	0,963	0,988	1,0	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
8. Энергоблок 800 МВт с пылеугольным котлом	0,325	0,375	0,425	0,475	0,525	0,575	0,625	0,675	0,725	0,775	0,825	0,875	0,925	0,975	1,0
9. То же с газомазутным котлом	0,383	0,55	0,717	0,817	0,85	0,883	0,925	0,975	1,0	-	-	-	-	-	-

Примечания: 1. Нормативные коэффициенты освоения проектной мощности для агрегатов на давление свежего пара менее 13 МПа принимаются по нормативам ТЭС 13 МПа. 2. Нормы продолжительности освоения проектных мощностей для головных энергоблоков по согласованию с уполномоченным органом Республики Казахстан могут увеличиваться до 30%.

