МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

ГЛАВНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГОТОВНОСТИ К РАБОТЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМ

СПО

ОРГРЭС

МОСКВА 1976

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЕТУ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГОТОВНОСТИ К РАБОТЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЭНЕРГОСИСТЕМ

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ ОРГРЭС
МОСКВА 1976

УДК 621.311.004.1(083.96)

Составлено общестанционным отделом Главтехуправления
Минэнерго СССР

Авторы инж. В.И. ГОРИН, канд.эконом.наук Л.И. АЛБЕГОВА,
инженеры В.Ф. КАЛИНОВ, М.Ф. ДАШЕВСКИЙ,
канд.техн.наук В.И. БЕЛЯЕВ

Настоящие Методические указания являются вторым изданием "Методических указаний и инструкции о порядке подсчета показателей готовности к работе электростанций и энергосистем" (СЦНТИ ОРГРЭС, 1975).

Во втором издании устранены имевшиеся недостатки, уточнены определения и способы расчета некоторых показателей, учтен опыт работы по новой системе планирования.

Авторы выражают благодарность всем организациям и отдельным лицам, приславшим свои замечания, а также тт. Свистунову А.С. и Ильинскому А.В., принявшим участие в редактировании Методических указаний.

Предложения по дальнейшему совершенствованию Методических указаний и замечания, возникшие при подсчете коэффициентов готовности к работе энергооборудования, следует направлять по адресу: 103074, Москва, К-74, Китайский проезд д.7, Главтехуправление Минэнерго СССР.

© СПО ОРГРЭС 1976.

УТВЕРЖДАЮ:

Начальник Главтехуправления

Л.А. ТРУБИЦЫН

22 октября 1976 г.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Показатель готовности к работе электростанций и энергосистем служит для оценки полноты и длительности использования оборудования в целях электро- и теплоснабжения, уровня эксплуатации энергооборудования и эффективности проведенного на нем ремонта, а также характеризует степень совершенства и качество монтажа вновь вводимой техники.

1.2. Готовность к работе отдельных агрегатов электростанций определяется временем нахождения агрегатов в работе и резерве и оценивается с помощью коэффициента готовности.

1.3. Плановый (фактический) коэффициент готовности агрегата к работе определяется по формуле

$$K_{г}^{\text{план (факт)}} = \frac{T_{кал} - T_{рем}^{\text{план (факт)}}}{T_{кал}} 100\%, \qquad (1)$$

где $T_{кал}$ – календарный отрезок времени, на который планируется готовность оборудования к работе, ч;

$T_{рем}^{\text{план (факт)}}$ – планируемая (фактическая) продолжительность всех ремонтов в течение рассматриваемого периода, ч.

1.4. Коэффициент готовности к работе электростанции (энергосистемы, объединенной и Единой энергосистем) определяется как средневзвешенное (по установленной электрической или эквивалентной электрической мощности) значение коэффициентов готовности входящих в ее состав отдельных агрегатов, энергоблоков, очередей (электростанций и котельных, энергосистем).

Для очереди электростанции с поперечными связями коэффициент готовности к работе вычисляется как средневзвешенное (по тепловой мощности для котлоагрегатов и номинальному расходу тепла для турбоагрегатов) значение коэффициентов готовности к работе всех входящих в состав очереди котло- и турбоагрегатов.

1.5. При определении коэффициентов готовности к работе установленная мощность (электрическая или тепловая) принимается с учетом планируемых на год вводов.

1.6. Плановый коэффициент готовности к работе для вновь вводимого оборудования устанавливается в соответствии с нормами Госплана СССР.

1.7. Устанавливается следующий порядок планирования коэффициента готовности к работе.

Плановый коэффициент готовности к работе рассчитывается на год с разбивкой по кварталам и месяцам на основании утвержденного графика планово-предупредительных ремонтов и нормативной продолжительности неплановых простоев.

Плановые коэффициенты готовности к работе утверждаются:

– по электростанции и котельной — энергосистемой (годовые — с разбивкой по кварталам за 10 дн до начала отчетного года, месячные — за 5 дн до начала отчетного квартала);

– по энергосистеме — главком (годовые — с разбивкой по кварталам за 20 дн до начала отчетного года, месячные — за 10 дн до начала отчетного квартала),

по главным эксплуатационным и главным производственным управлениям энергетики и электрификации Минэнерго СССР, министерствам энергетики и электрификации Украинской ССР, Казахской ССР, Узбекской ССР и Молдглавэнерго — руководством Минэнерго СССР.

Расчеты коэффициентов готовности к работе, согласно настоящим Методическим указаниям, производятся соответственно электростанциями, котельными, энергосистемами, главными эксплуатационными и главными производственными управлениями Минэнерго СССР и министерствами энергетики и электрификации Украинской ССР, Казахской ССР, Узбекской ССР и Молдглавэнерго.

Рекомендуется централизованное выполнение расчетов по всей энергосистеме (энергообъединению).

Корректировка годового планового коэффициента готовности к работе не производится.

Корректировка квартального и месячного плановых коэффициентов готовности к работе энергосистем производится вышестоящей организацией до 25-го числа последнего месяца отчетного периода.

Корректировка квартальных плановых коэффициентов готовности к работе электростанций производится вышестоящей организацией до 30-го числа последнего месяца отчетного квартала.

Для расчета показателей готовности к работе объединенных энергосистем районные энергетические управления передают соответствующим объединенным диспетчерским управлениям годовые, квартальные и месячные планы готовности (первоначально утвержденные и скорректированные) через 10 дн после утверждения и отчеты об их выполнении до 10-го числа месяца, следующего за отчетным.

1.8. Задание по готовности считается выполненным, если достигнут плановый коэффициент готовности к работе. Выполнение плана готовности учитывается помесячно без учета нарастающего итога в пределах квартала.

2. РАСЧЕТ ВРЕМЕНИ НАХОЖДЕНИЯ АГРЕГАТА В РЕМОНТЕ

2.1. Продолжительность всех ремонтов определяется по формуле

$$T^{план}_{(факт)\,рем} = T^{план}_{(факт)\,ппр} + T^{план}_{(факт)\,нп} + T^{план}_{(факт)\,прив} \qquad (2)$$

где $T^{план}_{ппр}$ – продолжительность планово-предупредительных (капитальных, средних и текущих) ремонтов (ч), устанавливаемая на основании утвержденного графика планово-предупредительных ремонтов, составленного в соответствии с "Инструкцией по организации ремонта энергетического оборудования электростанций и подстанций" (УУЗ,1975);

$T^{факт}_{ппр}$ – фактическая продолжительность капитальных, средних и текущих ремонтов, ч.

Для дубль-блоков продолжительность ремонтов рассчитывается по формуле

$$T^{план}_{(факт)\,ппр} = \frac{T^{1К}_{ппр} + T^{2К}_{ппр}}{2} \qquad (3)$$

здесь $T^{1К}_{ппр}$ и $T^{2К}_{ппр}$ – плановое или фактическое время работы турбины с одновременным ремонтом соответственно первого или второго корпусов котла, ч;

$T^{план}_{нп}$ – продолжительность неплановых простоев (ч), принимаемая в процентах от предполагаемого времени использования оборудования ($T_{кал} - T^{план}_{ппр}$), на которое планируется коэффициент готовности агрегата к работе; в течение года эта продолжительность распределяется по усмотрению электростанции и РЭУ и составляет для оборудования ГЭС 2,0%, электростанций на давление пара 90 кгс/см^2 и ниже — 2%, 130 кгс/см^2 и водогрейных котлов — 2,5%, для оборудования газомазутных энергоблоков мощностью 150 МВт — 3%, 200 МВт — 3,5%, 300 МВт и выше — 4%. Для энергоблоков, работающих на твердом топливе, $T^{план}_{нп}$ увеличивается дополнительно на 1%;

$T^{факт}_{нп}$ – фактическая продолжительность неплановых простоев, ч;

$T^{план\ (факт)}_{прив}$ – приведенная продолжительность разрыва мощности (ч), определяемая согласно разд. 3 настоящих Методических указаний.

2.2. Оборудование, выведенное в длительную консервацию, а также оборудование отопительных котельных, пиковых водогрейных котлов в неотопительный период считается находящимся в резерве, а проводимые на нем ремонты учитываются при расчете коэффициента готовности к работе.

3. УЧЕТ РАЗРЫВОВ МОЩНОСТИ

3.1. Неиспользуемая производственная мощность электростанций определяется значением имеющих место разрывов и ограничений.

Разрыв мощности ($\Delta N^{экв}_{разр}$) – часть неиспользуемой мощности, характеризующая техническое состояние действующего оборудования:

$$\Delta N^{экв}_{разр} = \Delta N^{экспл}_{разр} + \Delta N^{техн}_{разр}, \qquad (4)$$

где $\Delta N^{экспл}_{разр}$ – эксплуатационные разрывы мощности, являющиеся следствием неисправностей и отказов в работе оборудования, некачественного ремонта, недостатков эксплуатации (зашлаковка поверхностей нагрева, повышенные присосы воздуха в котлоагрегат и т.п.) и зависящие от эксплуатационного и ремонтного персонала;

$\Delta N^{техн}_{разр}$ – разрывы мощности, обусловленные:

– конструктивными и технологическими дефектами основного и вспомогательного оборудования;

– взаимным несоответствием отдельных агрегатов по производительности и мощности (недостаточной производительностью топливоподачи, котельных установок, подогревателей сетевой воды, пиковых водогрейных котлов, механизмов собственных нужд; недостаточной по сравнению с проектной пропускной способностью ВЛ или тепловых сетей, мощностью повысительных подстанций и т.д.);

– ухудшением условий эксплуатации (работой на непроектном топливе, снижением по сравнению с номинальными параметрами начального давления и температуры пара по условиям работы металла или несоответствием расчетных параметров пара у котлов и турбин);

- задержкой с вводом общестанционных устройств и вспомогательного оборудования электростанций: дымовых труб, градирен, магистралей ГЗУ, сооружений топливоподачи, ОРУ, электрических и тепловых сетей и т.д.

При расчете плановых коэффициентов готовности к работе учитываются значения $\Delta N^{техн}_{разр}$, при расчете фактических коэффициентов готовности к работе $\Delta N^{экспл}_{разр}$ и $\Delta N^{техн}_{разр}$.

3.2. Плановое значение разрывов мощности утверждается соответствующей вышестоящей организацией (см. п. 1.7), которая одновременно с утверждением плановых коэффициентов готовности к работе электростанции устанавливает также сроки устранения разрывов мощности $\Delta N^{техн}_{разр}$ по истечении которых разрывы мощности учитываются только при расчете фактических коэффициентов готовности к работе. Сроки устранения разрывов мощности корректировке не подлежат.

3.3. При расчете коэффициентов готовности к работе отдельных агрегатов разрывы мощности учитываются с помощью приведенной продолжительности разрыва мощности:

$$T^{план\ (факт)}_{прив} = \frac{\Delta N^{экв}_{разр}\ T_{разр}}{N_{у\ экв}}, \qquad (5)$$

где $$\Delta N^{экв}_{разр} = \Delta N_{разр} + W\Delta Q_{разр} \qquad (6)$$

$N_{у\ экв}\left(\Delta N^{экв}_{разр}\right)$ – установленная электрическая или эквивалентная электрическая мощность (разрыв мощности) агрегата, МВт;

$T_{разр}$ – время, в течение которого имела место работа агрегата с разрывом мощности, ч;

$\Delta N_{разр}, \Delta Q_{разр}$ – разрыв электрической или тепловой мощности, МВт, Гкал/ч;

W – переводной коэффициент, равный 0,25 МВт/(Гкал/ч).

Для теплофикационных агрегатов значение $\Delta N^{экв}_{разр}$ должно учитывать одновременно значения разрывов электрической и тепловой мощности. Если агрегат (электростанция) имеет несколько разрывов мощности одновременно, расчет производится по большему значению разрыва.

При выходе одного из корпусов котла дубль-блока значение $\Delta N^{экв}_{разр}$ принимается равным половине значения установленной эквивалентной электрической мощности энергоблока.

3.4. Время нахождения оборудования в ремонте (время разрыва мощности) определяется от момента вывода оборудования в ремонт до момента включения его в работу либо ввода в резерв (до момента ликвидации имевшегося разрыва мощности) с докладом диспетчеру ОДУ, если его немедленное включение не требуется по режиму работу энергосистемы.

3.5. Если разрыв мощности относится не к отдельному агрегату, а к электростанции (очереди ТЭС с поперечными связями, котельной) в целом, фактический коэффициент готовности к работе электростанции (очереди ТЭС с поперечными связями, котельной) уменьшается на $\frac{T^{ст(оч,к)}_{прив}}{T_{кал}}$, 100%,

где $$T^{ст}_{прив} = \frac{\Delta N^{экв.ст}_{разр}\ T^{ст}_{разр}}{N^{ст}_{у\ экв}} \qquad (7)$$

Для очереди ТЭС с поперечными связями, котельной (Р

$$T_{прив}^{оч} = \frac{\Delta Q_{разр}^{оч} T_{разр}^{оч}}{\sum_{i=1}^{i=n} Q_i}, \qquad (8)$$

где $\Delta Q_{разр}^{оч}$ – суммарный по очереди разрыв номинальной тепловой мощности турбин и котлов;

$\sum_{i=1}^{i=n} Q_i$ – суммарная установленная тепловая мощность котлоагрегатов и суммарный номинальный расход тепла турбоагрегатов очереди, определяется согласно формуле (14)

3.6. Ограничения мощности $\Delta N_{огр}$ связаны с режимными условиями работы оборудования и не зависят от эксплуатационного персонала.

Основными причинами ограничении мощности являются:

– недостаточность или неполноценность энергоресурса (повышение температуры охлаждающей воды, снижение напора воды во время паводков за счет повышения уровня нижнего бьефа, маловодность, ухудшение ледовой обстановки, обеспечение попусков воды для нереста рыбы и т.п.);

– работа по условиям покрытия графика электрической или тепловой нагрузок (работа по тепловому графику с максимальным использованием отборов пара; ограничение тепловых потребителей, связанное с необходимостью покрытия электрического графика и т.д.);

– проведение испытаний, профилактических осмотров, подключение смежного оборудования.

При расчете коэффициента готовности к работе ограничения мощности не учитываются.

4. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ ГОТОВНОСТИ К РАБОТЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

4.1. Плановый (фактический) коэффициент готовности к работе блочных ТЭС и ГЭС определяется по формуле

$$K_{г\ бл.ТЭС(ГЭС)}^{план(факт)} = \sum_{i=1}^{i=n} K_{гi}^{план(факт)} \alpha_i \qquad (9)$$

где $K_{гi}^{план(факт)}$ – плановый (фактический) коэффициент готовности по времени работы i-го турбоагрегата (гидроагрегата);

α_i – доля установленной мощности i-го агрегата в установленной мощности электростанции (N_y или $N_{y\ экв}$);

для блочных КЭС и ГЭС

$$\alpha_i = \frac{N_y^i}{N_y}; \qquad (10)$$

для блочных ТЭЦ

$$\alpha_i = \frac{N_{y\ экв}^i}{N_{y\ экв}}, \qquad (11)$$

где N_y^i $(N_{y\ экв}^i)$ – установленная электрическая (эквивалентная электрическая) мощность i-го турбоагрегата (гидроагрегата), МВт.

$$N^{i}_{\text{у экв}} = N^{i}_{\text{э}} + WQ^{i}_{\text{у}} , \qquad (12)$$

где $N^{i}_{\text{э}}$ – установленная электрическая мощность i-го теплофикационного турбоагрегата, МВт;

$Q^{i}_{\text{у}}$ – установленная тепловая мощность i-го турбоагрегата (Гкал/ч), определяемая в соответствии с "Инструкцией к составлению отчета по форме 6-тп о работе тепловой электростанции" (ВГО "Союзучетиздат", 1975);

W – переводной коэффициент, равный 0,25 МВт/(Гкал/ч).

Расчет коэффициентов готовности к работе блочных ТЭС и ГЭС производится по табл.1.

4.2. Плановый (фактический) коэффициент готовности к работе очередей КЭС и ТЭЦ с поперечными связями и котельных определяется по формуле

$$K^{\text{план(факт)}}_{\text{г оч ТЭС}} = \sum_{i=1}^{i=n} K^{\text{план(факт)}}_{\text{г}i}\,\beta_i , \qquad (13)$$

где $K^{\text{план(факт)}}_{\text{г}i}$ – плановый коэффициент готовности i-го турбоагрегата, котлоагрегата, пикового водогрейного котла, котла, отпускающего свежий пар;

β_i – доля номинального расхода тепла на данный турбоагрегат (установленной тепловой мощности котлоагрегата, пикового водогрейного котла, котла, отпускающего свежий пар) в суммарном номинальном расходе тепла на все турбоагрегаты данной очереди ТЭС и суммарной установленной тепловой мощности всех котлоагрегатов рассматриваемой группы оборудования.

$$\beta_i = \frac{Q_i}{\sum_{i=1}^{i=n} Q_i}; \qquad (14)$$

$$\sum_{i=1}^{i=n} Q_i = Q^{T1}_{\text{ном}} + Q^{T2}_{\text{ном}} + \ldots + Q^{Ti}_{\text{ном}} + \ldots + Q^{K1}_{\text{у}} + Q^{K2}_{\text{у}} + \ldots + Q^{Ki}_{\text{у}} + Q_{\text{пвк1}} + Q_{\text{пвк2}} + \ldots + Q_{\text{пвк}i} + Q_{\text{сп1}} + Q_{\text{сп2}} + \ldots + Q_{\text{сп}i}, \qquad (15)$$

где $Q^{Ti}_{\text{ном}}$ – расход тепла на i-ю турбину очереди при номинальных значениях параметров пара, электрической нагрузки и отборов пара от турбины, Гкал/ч (не путать с установленной тепловой мощностью турбины);

$Q^{Ki}_{\text{у}}; Q_{\text{пвк}i}, Q_{\text{сп}i}$ – установленная тепловая мощность i-го котлоагрегата, пикового водогрейного котла, котла по отпуску свежего пара очереди электростанции, Гкал/ч.

Значения $Q^{T}_{\text{ном}}$; $Q^{K}_{\text{у}}$; $Q_{\text{пвк}}$; $Q_{\text{сп}}$ определяются по типовым, нормативным или заводским характеристикам.

Установленная эквивалентная электрическая мощность очереди ТЭС с поперечными связями:

$$N^{\text{оч}}_{\text{у экв}} = \sum_{i=1}^{i=n} N^{i}_{\text{э}} + WQ^{\text{оч}}_{\text{у}} , \qquad (16)$$

где $N^{i}_{\text{э}}$ – установленная электрическая мощность i-го турбоагрегата очереди электростанции, МВт;

$Q^{\text{оч}}_{\text{у}}$ – установленная тепловая мощность очереди, Гкал/ч, определяемая согласно "Инструкции к составлению отчета по форме 6-тп о работе тепловой электростанции" (ВГО "Союзучетиздат", 1975).

Таблица

РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ГОТОВНОСТИ К РАБОТЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ
(блочных ТЭС, ГЭС, ГАЭС, АЭС, ГТУ)

Номер агрегата	Продолжительность в течение рассматриваемого периода, ч		Разрыв мощности на отдельном агрегате $\Delta N_{разр}$, МВт; $\Delta Q_{разр}$, Гкал/ч	Время работы с разрывом мощности $T_{разр}$, ч	Разрыв эквивалентной электрической мощности $\Delta N^{экв}_{разр}$, МВт	Продолжительность в течение рассматриваемого периода, ч		Установленная электрическая мощность i-го агрегата N^i_y, МВт	Установленная тепловая мощность i-го агрегата Q^i_y, Гкал/ч	Установленная эквивалентная электрическая мощность i-го агрегата $N^i_{y\,экв}$, МВт	Коэффициент готовности к работе по времени турбоагрегата, гидроагрегата $K_{Гi}$, %	Доля установленной эквивалентной электрической мощности агрегата в установленной эквивалентной электрической мощности электростанции α_i
	капитальных, средних, текущих ремонтов $T_{ппр}$	неплановых простоев $T_{нп}$				приведенная продолжительность разрыва мощности $T_{прив}$	всех ремонтов $T_{рем}$					
I												
2												
3												
4												
. . . .												
Всего по электростанции	-	-					-					I

Расчет коэффициентов готовности к работе очереди электростанции выполняется по форме табл. 2.

4.3. Коэффициент готовности к работе электростанции, имеющей в своем составе конденсационные и теплофикационные энергоблоки, очереди с поперечными связями и котельные, определяется по формуле, в которую вносятся соответственно плановые или фактические показатели:

$$K_{г\,тэс} = \frac{\sum_{i=1}^{i=m} K_{гi}^{конд.бл} N_{у}^{бл.i} + \sum_{j=1}^{j=n} K_{гj}^{теплоф.бл} N_{у\,экв}^{бл.i} + \sum_{к=1}^{к=p} K_{гк}^{оч} N_{у\,экв}^{оч} + \sum_{\ell=1}^{\ell=q} K_{г\ell}^{кот} N_{у\,экв}^{кот.\ell}}{N_{у\,экв}^{эл.ст}}, \quad (17)$$

где $K_{гi}^{конд.бл}$, $K_{гj}^{теплоф.бл}$, $K_{гк}^{оч}$, $K_{г\ell}^{кот}$ – коэффициенты готовности к работе соответственно конденсационных и теплофикационных энергоблоков, очередей с поперечными связями и котельных;

$N_{у}^{бл.i}$, $N_{у\,экв}^{бл.i}$, $N_{у\,экв}^{оч}$, $N_{у\,экв}^{кот.\ell}$, $N_{у\,экв}^{эл.ст}$ – установленная эквивалентная электрическая мощность соответственно конденсационных и теплофикационных энергоблоков, очередей с поперечными связями, котельных и электростанций в целом.

Расчет коэффициентов готовности электростанции выполняется по форме табл. 2 и 3.

5. РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ГОТОВНОСТИ К РАБОТЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ (ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ)

Коэффициент готовности к работе энергосистемы определяется по формуле, в которую вносятся соответственно плановые или фактические показатели:

$$K_{г\,сист} = \frac{\sum_{i=1}^{i=r} K_{гi\,ТЭС(ГЭС)} N_{у\,экв.\,тэс(гэс)}}{N_{у\,экв.\,сист}}, \quad (18)$$

где $N_{у\,экв.сист}$ – установленная эквивалентная электрическая мощность энергосистемы, МВт.

$$N_{у\,экв.сист} = \sum_{i=1}^{i=m} N_{у\,кэс} + \sum_{i=1}^{i=n} N_{у\,гэс} + \sum_{i=1}^{i=p} N_{у\,экв.\,тэц} + \sum_{i=1}^{i=r} N_{у\,экв.\,кот}, \quad (19)$$

где $K_{гiТЭС(ГЭС)}$ – коэффициент готовности к работе i-й ТЭС (ГЭС) энергосистемы;

$N_{у\,кэс\,(гэс)}$ – установленная мощность i-й КЭС (ГЭС), МВт;

$N_{у\,экв.тэц(кот)}$ – установленная эквивалентная электрическая мощность i-й ТЭЦ (котельной), МВт.

Если разрыв мощности относится не к отдельной электростанции, а к энергосистеме в целом, коэффициент готовности к работе энергосистемы должен быть уменьшен аналогично формуле (7).

Коэффициент готовности к работе объединенной энергосистемы рассчитывается по формуле

Таблица 2

РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТА ГОТОВНОСТИ К РАБОТЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ
С ПОПЕРЕЧНЫМИ СВЯЗЯМИ (КЭС, ТЭЦ И КОТЕЛЬНОЙ)

Номер агрегата (очереди)	Продолжительность в течение рассматриваемого периода, ч		Разрыв мощности на отдельном агрегате $\Delta N_{разр}$, МВт, $\Delta Q_{разр}$, Гкал/ч	Время работы с разрывом мощности $T_{разр}$, ч	Разрыв эквивалентной электрической мощности, $\Delta N^{экв}_{разр}$, МВт	Продолжительность в течение рассматриваемого периода, ч		Установленная электрическая мощность i-го агрегата N^i_y, МВт	Установленная тепловая мощность i-го агрегата, Q^i_y, Гкал/ч	Установленная эквивалентная электрическая мощность i-го агрегата $N^i_{y\,экв}$, МВт	Расход тепла на турбину при номинальных значениях параметров пара, электрической нагрузки и отборов пара $Q^T_{ном}$, Гкал/ч	Коэффициент готовности к работе i-го агрегата K_{ri}, %	Доля номинального расхода тепла на турбоагрегат, установленной тепловой мощности котлоагрегата в суммарном номинальном расходе тепла на все турбоагрегаты и суммарной установленной тепловой мощности котлоагрегатов β_i
	капитальных, средних, текущих ремонтов $T_{пр}$	неплановых простоев $T_{нп}$				приведенная продолжительность разрыва мощности $T_{прив}$	всех ремонтов $T_{рем}$						
Котлоагрегаты													
I													
2													
. . .													
Турбоагрегаты													
I													
2													
. . .													
Всего по очереди	-	-											I

Таблица 3

Расчет коэффициента готовности к работе электростанции, имеющей блочную часть, очереди с поперечными связями и котельные

Номер очереди, блочного агрегата электростанции	Установленная электрическая мощность i-й очереди ТЭС, энергоблока ТЭС N_{y}, МВт	Установленная тепловая мощность i-й очереди ТЭЦ, котельной, блочной установки $Q_{y}^{ТЭЦ(кот)}$, Гкал/ч	Установленная эквивалентная электрическая мощность i-й очереди ТЭС, блочной установки $N_{y\,экв}$, МВт	Разрыв мощности на i-й очереди ТЭС, котельной, блоке $\Delta N_{разр}$, МВт, $\Delta Q_{разр}$, Гкал/ч	Время работы с разрывом мощности $T_{разр}$, ч	Разрыв эквивалентной электрической мощности $\Delta N_{разр}^{экв}$, МВт	Приведенная продолжительность разрыва мощности $T_{прив}$, ч	Коэффициент готовности к работе i-й очереди, блочного агрегата ТЭС K, %	Доля установленной эквивалентной электрической мощности i-й очереди ТЭС, блочного агрегата ТЭС в установленной эквивалентной электрической мощности электростанции α_{i}
Котельные 1 2 ...	–								
Очереди ТЭС 1 2 ...									
Энергоблоки 1 2 ...									
Всего по электростанции									1

$$K_{\text{Г ОЭС}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} K_{ri\ \text{сист}} \quad N_{i\ \text{у экв.сист}}}{N_{\text{у экв.ОЭС}}} \qquad (20)$$

Расчет коэффициентов готовности энергосистемы ведется по форме табл. 4.

6. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГОТОВНОСТИ К РАБОТЕ

Пример № 1. Расчет годового планового коэффициента готовности к работе электростанции

Электростанция состоит из трех очередей и водогрейной котельной (см. схему). На водогрейной котельной установлены четыре пиковых водогрейных котла ПТВМ-100, работающих на природном газе или мазуте.

В I очередь электростанции входят котлоагрегаты № 1-5 (БКЗ-75), работающие на твердом топливе, и турбоагрегаты № 1 и 2 (соответственно Т-25-29 и К-25-29). Из коллектора I очереди электростанции пар может подаваться потребителям через РОУ, минуя турбины. Установленная тепловая мощность РОУ составляет 20 Гкал/ч.

II очередь электростанции с оборудованием на давление пара 130 кгс/см^2 включает котлоагрегаты № 6-9 (БКЗ-320), сжигающие твердое топливо, и турбоагрегаты № 3, 4 и 5 (соответственно Р-50-130/31М, ПТ-60-130/13 и Т-100-130).

III очередь электростанции — блочная, с двумя энергоблоками: теплофикационным с турбиной Т-250-240 и газоплотным котлом ТГМП-324 и конденсационным - с турбиной К-300-240 ЛМЗ и двухкорпусным котлом ТГМП-114, работающими на мазуте.

Годовой план ремонта оборудования, разработанный электростанцией и утвержденный вышестоящей организацией, включает в себя следующий комплекс работ, выполняемых в плановые сроки и направленных на обеспечение надежной эксплуатации и доведение технико-экономических показателей работы основных агрегатов до уровня утвержденных расчетных норм.

По водогрейной котельной

Капитальный ремонт котлов № 1 и 2 и средний ремонт котлов № 3 и 4.

По I очереди электростанции

Капитальный ремонт котла № 4, средний ремонт котла № 3, текущий ремонт котлов № 1, 2 и 5, а также капитальный ремонт турбоагрегата № 2 и текущий — турбоагрегата № 1.

По II очереди электростанции

Капитальный ремонт котла № 9, средний - котлов № 7 и 8, текущий — котла № 6; капитальный ремонт турбоагрегата № 5 и текущие - турбоагрегатов № 3 и 4.

По блочной части

Текущий ремонт энергоблока № 1 и капитальный — энергоблока № 2.

Нормы простоя в ремонтах определяются согласно "Инструкции по организации ремонта энергетического оборудования электростанций и подстанций" (УУЗ, 1975).

Расчет планового годового коэффициента готовности к работе может быть произведен в следующем порядке.

1) Расчет коэффициента готовности к работе водогрейной котельной.

Для котлов ПТВМ-100 принимаем время простоя (согласно графику ремонтов, утвержденному вышестоящей организацией) в капитальном ремонте 35 сут, в среднем ремонте 20 сут.

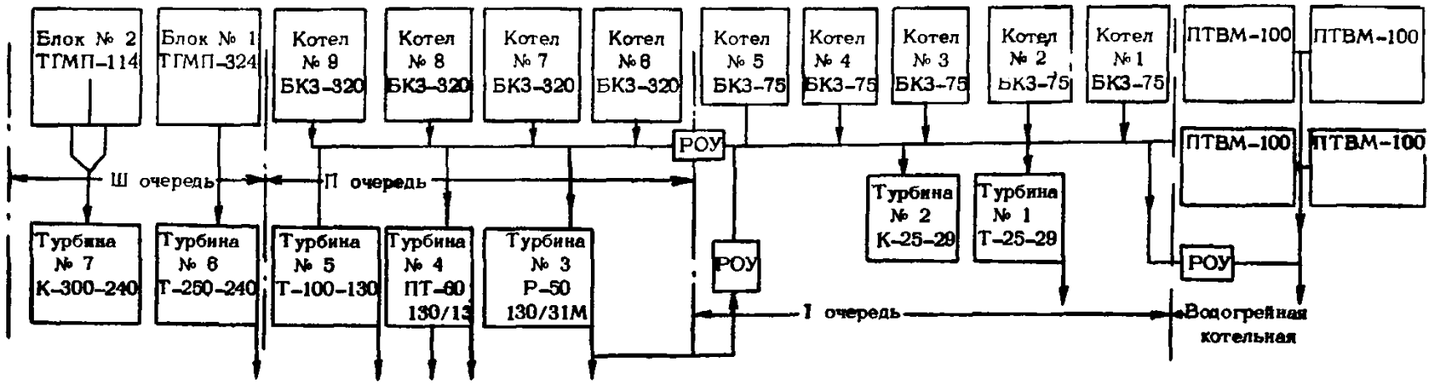
$$T^{\text{план}\ 1,2}_{\text{ппр}} = 35 \cdot 24 = 840 \text{ ч};\quad T^{\text{план}}_{\text{пп}} = \frac{2,5}{100}\left(T_{\text{кал}} - T^{\text{план}}_{\text{ппр}}\right);$$

Таблица 4

Расчет коэффициента готовности к работе энергосистемы

Номер электростанции	Установленная электрическая мощность i-й ТЭС, ГЭС, ГТУ, АЭС энергосистемы $N_y^э$, МВт	Установленная тепловая мощность i-й ТЭС, котельной $Q_y^{ТЭС(кот)}$, Гкал/ч	Установленная эквивалентная электрическая мощность i-й ТЭС, ГЭС, ГТУ, АЭС энергосистемы $N_{y\,экв}$, МВт	Коэффициент готовности к работе i-й ТЭС, ГЭС, ГТУ, АЭС энергосистемы K_{ri}	Доля установленной эквивалентной мощности i-й электростанции в установленной эквивалентной электрической мощности энергосистемы α_i
ГРЭС:					
I					
2					
...					
Итого ...					
ТЭЦ и котельные:					
I					
2					
...					
Итого ...					
ГЭС и ГАЭС:					
I		–			
2					
...					
Итого ...		–			
ГТУ и др.:					
I					
2					
...					
Итого ...					
Всего по энергосистеме					I

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, СОСТОЯЩЕЙ ИЗ ТРЕХ ОЧЕРЕДЕЙ И ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ



Очереди электростанции		Установленное оборудование		Длительность ремонтов, сут			Расход тепла на турбину при номинальных значениях параметров пара, нагрузок и отборов пара $Q^{т}_{ном}$ Гкал/ч	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	
				капитальных	средних	текущих		турбин	котлов
Водогрейная котельная		ПТВМ-100	№ 1	35	–	–	–	–	4x100
			№ 2	35	–	–			
			№ 3	–	20	–			
			№ 4	–	20	–			
I очередь	Турбины	Т-25-29	№ 1	–	–	8	115,5	54	–
		К-25-29	№ 2	32	–	–	75		
	Котлы	БКЗ-75	№ 1	–	–	11	–	–	5x48,3
			№ 2	–	–	11			
			№ 3	–	14	–			
			№ 4	25	–	–			
			№ 5	–	–	11			
П очередь	Турбины	Р-50-130/31М	№ 3	–	–	12	220	220	–
		ПТ-60-130/13	№ 4	–	–	14	189,5	139	
		Т-100-130	№ 5	45	–	–	280	180	
	Котлы	БКЗ-320	№ 6	–	–	21	–	–	4x193,5
			№ 7	–	28	–			
			№ 8	–	28	–			
			№ 9	48	–	–			
Ш очередь	Блок № 1	Т-250-240 № 6, котел ТГМП-324		–	–	27	540	270	618
	Блок № 2	К-300-240 ЛМЗ № 7, двухкорпусный котел ТГМП-114		78	–	–	550	–	625(2x1325)

$T_{нп}^{план}$ определяется согласно разд. 2 Методических указаний.

$T_{нп}^{план.1,2} = \frac{2,5}{100}(8760-840) = 198$ ч; $T_{ппр}^{план.3,4} = 20 \cdot 24 = 480$ ч;

$T_{нп}^{план.3,4} = \frac{2,5}{100}(8760-480) = 207$ ч; $T_{рем}^{план} = T_{ппр}^{план} + T_{нп}^{план} + T_{прив}^{план}$;

$T_{рем}^{план.1,2} = 840 + 198 + 0 = 1038$ ч; $T_{рем}^{план.3,4} = 480 + 207 + 0 = 687$ ч;

$$K_г^{1ПТВМ} = K_г^{2ПТВМ} = \frac{T_{кал} - T_{рем}^{план.1,2}}{T_{кал}} \cdot 100 = \frac{8760-1038}{8760} \cdot 100 = 88,151\%;$$

$$K_г^{3ПТВМ} = K_г^{4ПТВМ} = \frac{8760-687}{8760} \cdot 100 = 92,158.$$

$$N_{у\ экв}^{1ПТВМ} = N_{у\ экв}^{2ПТВМ} = N_{у\ экв}^{3ПТВМ} = N_{у\ экв}^{4ПТВМ} = W Q_у^{ПТВМ} = 0,25 \cdot 100 = 25\ МВт.$$

$Q_у^{ПТВМ} = 100$ Гкал/ч — установленная тепловая мощность ПТВМ, определяемая по паровской характеристике.

Суммарная эквивалентная электрическая мощность водогрейной котельной:

$$N_{у\ экв}^{водогр.кот} = \sum_{i=1}^{i=4} N_{у\ экв}^{iПВК} = 4 \cdot 25 = 100\ МВт.$$

Коэффициент готовности к работе водогрейной котельной

$$K_г^{водогр.кот} = \frac{K_г^{1ПТВМ} N_{у\ экв}^{1ПТВМ} + K_г^{2ПТВМ} N_{у\ экв}^{2ПТВМ} + K_г^{3ПТВМ} N_{у\ экв}^{3ПТВМ} + K_г^{4ПТВМ} N_{у\ экв}^{4ПТВМ}}{N_{у\ экв}^{водогр.кот}} =$$

$$= \frac{88,151 \cdot 25 + 88,151 \cdot 25 + 92,158 \cdot 25 + 92,158 \cdot 25}{100} = 90,155\%.$$

2) Расчет коэффициента готовности к работе I очереди электростанции.

Котлоагрегаты № 1, 2 и 5: $T_{ппр}^{план} = 11 \cdot 24 = 264$ ч;

котлоагрегат № 3: $T_{ппр}^{план} = 14 \cdot 24 = 336$ ч;

котлоагрегат № 4: $T_{ппр}^{план} = 25 \cdot 24 = 600$ ч.

Согласно "Инструкции по организации ремонта энергетического оборудования электростанций и подстанций" (УУЗ, 1975), простой для котлоагрегатов БКЗ-75-39 составляет в текущем, среднем и капитальном ремонтах соответственно 11, 14 и 25 сут.

$T_{нп}^{план.1,2,5} = \frac{2,0}{100}(8760-264) = 169,9$ ч; $T_{нп}^{план.3} = \frac{2,0}{100}(8760-336) = 168,5$ ч;

$T_{нп}^{план.4} = \frac{2,0}{100}(8760-600) = 163,2$ ч; $T_{рем}^{план.1,25} = T_{ппр}^{план.1,2,5} + T_{нп}^{план.1,2,5} =$

$= 264 + 169,9 = 433,9$ ч $T_{рем}^{план.3} = 336 + 168,5 = 504,5$ ч;

$T_{рем}^{план.4} = 600 + 163,2 = 763,2$ ч;

$$K_г^{К1} = \frac{T_{кал} - T_{рем}^{план.к1}}{T_{кал}} \cdot 100 = \frac{(8760-433,9)100}{8760} = 95,047 = K_г^{К2} = K_г^{К5};$$

$$K_г^{К3} = \frac{8760-504,5}{8760} \cdot 100 = 94,241;$$

$$K_г^{К4} = \frac{8760-763,2}{8760} \cdot 100 = 91,288.$$

По заводской характеристике котла БКЗ-75-39 находим установленную тепловую мощность котлоагрегатов $Q^{К1} = 48,3$ Гкал/ч $= Q^{К2} = Q^{К3} = Q^{К4} = Q^{К5}$.

$Q_у^{КIоч} = 48,3 \cdot 5 = 241,5$ Гкал/ч — суммарная установленная тепловая мощность котлоагрегатов I очереди ТЭС.

Турбоагрегат № 1 Т-25-29:

$T_{ппр}^{план.Т1} = 8 \cdot 24 = 192$ ч; $T_{рем}^{план.Т1} = 363,4$ ч;

$T_{нп}^{план.Т1} = \frac{2}{100}(8760-192) = 171,4$ ч; $K_г^{Т1} = \frac{8760-363,4}{8760} \cdot 100 = 95,849\%$.

Установленная тепловая мощность турбоагрегата определяется в соответствии с "Инструкцией к составлению отчета по форме 6-тп о работе тепловой электростанции" (ВГО "Союзучетиздат", 1975) или по приложению 3 к "Инструкции по составлению отчета о тепловой экономичности работы электростанции" (СЦНТИ ОРГРЭС, 1971) $Q_у^{Т1} = 54$ Гкал/ч; установленная эквивалентная электрическая мощность турбоагрегата Т-25-29

$$N_{у\ экв} = 25 + 0,25 \cdot 54 = 38,5 \text{ МВт}.$$

Расход тепла на турбоагрегат № 1 при номинальных значениях параметров пара, электрической нагрузки и отборов пара от турбины определен по нормативной характеристике турбоагрегата № 1 и составил $Q_{ном}^{Т1} = 115,5$ Гкал/ч.

Турбоагрегат № 2 К-25-29:

$T_{ппр}^{план.T2} = 22 \cdot 24 = 528$ ч; $T_{нп}^{план.T2} = \frac{2}{100}(8760-528) = 164{,}6$ ч;

$T_{рем}^{план.T2} = 692{,}6$ ч; $K_г^{T2} = \frac{8760-692{,}6}{8760} \cdot 100 = 92{,}094\%$.

Установленная эквивалентная электрическая мощность турбоагрегата К-25-29

$$N_{у\ экв}^{T2} = 25\ МВт = N_{у}^{э\ T2}$$

Расход тепла на турбоагрегат № 2 определен по нормативной характеристике турбины и составил $Q_{ном}^{T2} = 75$ Гкал/ч.

Суммарный номинальный расход тепла на турбоагрегаты I очереди составит

$$Q_{ном}^{T\ I\ оч} = Q_{ном}^{T1} + Q_{ном}^{T2} = 115{,}5 + 75 = 190{,}5\ Гкал/ч.$$

Для каждого агрегата очереди по формуле (14) определяем β_i – долю номинального расхода тепла на турбоагрегат (долю установленной тепловой мощности котлоагрегата) в суммарном номинальном расходе тепла на турбоагрегаты и суммарной установленной тепловой мощности котлоагрегатов.

$$\beta_i = \frac{Q_i}{\sum_{i=1}^{i=n} Q_i}; \qquad \sum_{i=1}^{i=n} Q_i^{I\ оч} = Q_у^{К\ I\ оч} + Q_{ном}^{Т\ I\ оч} = 241{,}5 + 190{,}5 = 432\ Гкал/ч;$$

$$\beta_{T1} = \frac{Q_{ном}^{T1}}{\sum_{i=1}^{i=n} Q_i} = \frac{115{,}5}{432} = 0{,}26736; \quad \beta_{T2} = \frac{75}{432} = 0{,}17361;$$

$$\beta_{К1} = \beta_{К2} = \beta_{К3} = \beta_{К4} = \beta_{К5} = \frac{48{,}3}{432} = 0{,}11181.$$

Коэффициент готовности к работе I очереди электростанции составит

$$K_г^{1\ оч} = K_г^{T1}\beta_{T1} + K_г^{T2}\beta_{T2} + K_г^{К1}\beta_{К1} + K_г^{К2}\beta_{К2} + K_г^{К3}\beta_{К3} + K_г^{К4}\beta_{К4} + K_г^{К5}\beta_{К5} =$$

$$= 95{,}849 \cdot 0{,}26736 + 92{,}094 \cdot 0{,}17361 + 3 \cdot 95{,}047 \cdot 0{,}11181 + 94{,}241 \cdot 0{,}11181 + 91{,}288 \cdot 0{,}11181 = 94{,}240\%$$

Установленная эквивалентная мощность I очереди, отпускающей пар помимо турбин в количестве 20 Гкал/ч, согласно условию, составит по формуле (16)

$$N_{у\ экв}^{I\ оч} = N_{э}^{T1} + N_{э}^{T2} + WQ_{у}^{I\ оч} = 25 + 25 + 0{,}25\,(54 + 0 + 20) = 68{,}5\ МВт.$$

3) Расчет коэффициента готовности к работе II очереди электростанции.

Время простоя в ремонтах, согласно "Инструкции по организации ремонта энергетического оборудования электростанций и подстанций" (УЗУ, 1975), составит:

Котлоагрегат № 6:

$T_{ппр}^{план} = 21 \cdot 24 = 504$ ч; $T_{нп}^{план} = \frac{2{,}5}{100}(8760-504) = 206{,}4$ ч; $T_{рем}^{план} = 710{,}4$ ч.

Котлоагрегаты № 7 и 8:

$T_{ппр}^{план} = 28 \cdot 24 = 672$ ч; $T_{нп}^{план} = \frac{2{,}5}{100}(8760-672) = 202{,}2$ ч; $T_{рем}^{план} = 874{,}2$ ч.

Котлоагрегат № 8:

$T_{ппр}^{план} = 48 \cdot 24 = 1152$ ч; $T_{нп}^{план} = \frac{2,5}{100}(8760 - 1152) = 190,2$ ч $T_{рем}^{план} = 1342,2$ ч;

$K_{г}^{К6} = \frac{8760 - 710,4}{8760} \cdot 100 = 91,890$; $K_{г}^{К7} = K_{г}^{К8} = \frac{8760 - 874,2}{8760} \cdot 100 = 90,023$;

$$K_{г}^{К9} = \frac{8760 - 1342,2}{8760} \cdot 100 = 84,678.$$

Установленная тепловая мощность котлоагрегатов БКЗ-320 П очереди составит

$$Q_{у}^{к\,II\,оч} = 4\,Q_{у}^{К6-9} = 4 \cdot 193,5 = 774 \text{ Гкал/ч.}$$

Время простоя в планово-предупредительных ремонтах турбоагрегатов составит:

Турбоагрегат № 3 Р-50-130/31М $T_{ппр}^{план} = 12 \cdot 24 = 288$ ч;

Турбоагрегат № 4 ПТ-60-130/13 $T_{ппр}^{план} = 14 \cdot 24 = 336$ ч;

Турбоагрегат № 5 Т-100-130 $T_{ппр}^{план} = 45 \cdot 24 = 1080$ ч.

Продолжительность неплановых простоев принимается согласно разд. 2 настоящих Методических указаний.

$T_{нп}^{план.Т3} = \frac{2,5}{100}(8760 - 288) = 211,8$ ч; $T_{нп}^{план.Т4} = \frac{2,5}{100}(8760 - 336) = 210,6$ ч;

$T_{нп}^{план.Т5} = \frac{2,5}{100}(8760 - 1080) = 192$ ч;

$T_{рем}^{план.Т3} = T_{ппр}^{план.Т3} + T_{нп}^{план.Т3} = 288 + 211,8 = 499,8$ ч;

$T_{рем}^{план.Т4} = 546,6$ ч; $T_{рем}^{план.Т5} = 1272$ ч.

Коэффициенты готовности к работе турбоагрегатов П очереди составят:

$K_{г}^{Т3} = \frac{8760 - 499,8}{8760} \cdot 100 = 94,295\%$;

$K_{г}^{Т4} = 93,760$; $K_{г}^{Т5} = 85,479$.

Установленная эквивалентная электрическая мощность турбоагрегатов

$$N_{у\,экв}^{Т3} = N_{э} + WQ_{у}^{Т3} = 50 + 0,25 \cdot 220 = 105 \text{ МВт};$$

$$N_{у\,экв}^{Т4} = 60 + 0,25 \cdot 139 = 94,75 \text{ МВт};$$

$$N_{у\,экв}^{Т5} = 100 + 0,25 \cdot 160 = 140 \text{ МВт}.$$

Значение $Q_{у}^{Т3-5}$ может быть определено по приложению 3 к форме 3-тех или получено согласно "Инструкции к составлению отчета по форме 6-тп о работе тепловой электростанции" (ВГО "Союзучетиздат", 1975).

Расход тепла на турбоагрегаты при номинальных значениях параметров пара, электрической нагрузки и отборов пара от турбины определен по нормативным характеристикам турбоагрегатов и составил:

$$Q^{Т3}_{ном} = 210 \text{ Гкал/ч}; \quad Q^{Т4}_{ном} = 189{,}5 \text{ Гкал/ч}; \quad Q^{Т5}_{ном} = 280 \text{ Гкал/ч}.$$

Суммарный номинальный расход тепла на турбоагрегаты П очереди составит

$$Q^{Т\ П\,оч}_{ном} = Q^{Т3}_{ном} + Q^{Т4}_{ном} + Q^{Т5}_{ном} = 210 + 189{,}5 + 280 = 679{,}5 \text{ Гкал/ч}.$$

Учитывая, что, согласно формуле (14),

$$\beta_i = \frac{Q_i}{\sum_{i=1}^{i=n} Q_i}; \qquad \sum_{i=1}^{i=n} Q^{П\,оч}_i = Q^{к\ П\ оч}_у + Q^{т\ П\ оч}_{ном} = 774 + 679{,}5 = 1453{,}5 \text{ Гкал/ч},$$

находим β_i каждого агрегата П очереди:

$$\beta_{Т3} = \frac{Q^{Т3}_{ном}}{\sum_{i=1}^{i=n} Q_i} = \frac{210}{1453{,}5} = 0{,}14448; \quad \beta_{Т4} = \frac{189{,}5}{1453{,}5} = 0{,}13037;$$

$$\beta_{Т5} = \frac{280}{1453{,}5} = 0{,}19264; \quad \beta_{К6} = \beta_{К7} = \beta_{К8} = \beta_{К9} = \frac{193{,}5}{1453{,}5} = 0{,}13313.$$

Коэффициент готовности к работе П очереди электростанции составит

$$K^{П\,оч}_г = K^{Т3}_г \beta_{Т3} + K^{Т4}_г \beta_{Т4} + K^{Т5}_г \beta_{Т5} + K^{К6}_г \beta_{К6} + K^{К7}_г \beta_{К7} + K^{К8}_г \beta_{К8} + K^{К9}_г \beta_{К9} =$$

$$= 94{,}285 \cdot 0{,}14448 + 93{,}760 \cdot 0{,}13037 + 85.479 \cdot 0{,}19264 + (91{,}890 + 90{,}023 + 90{,}023 + 84{,}678) \cdot 0{,}13313 =$$

$$= 89{,}790\%.$$

Установленная эквивалентная электрическая мощность П очереди составит, согласно формуле (16),

$$N^{П\,оч}_{у\ экв} = N^{Т3}_{у\ экв} + N^{Т4}_{у\ экв} + N^{Т5}_{у\ экв} = N^{Т3}_э + N^{Т4}_э + N^{Т5}_э + WQ^{П\,оч}_у = 105 + 94{,}75 + 140 =$$

$$= 339{,}75 \text{ МВт}.$$

Поскольку тепловая мощность резервных РОУ, установленных на П очереди электростанции, согласно "Инструкции к составлению отчета по форме 6-тп о работе тепловой электростанции" (ВГО "Союзучетиздат", 1975), не входит в значение установленной тепловой мощности электростанции, $Q^{РОУ\ П\ оч}_у$ в данном случае не определяется, а $N^{РОУ}_{П\ оч} = 0$.

4) Расчет коэффициента готовности к работе блочной части электростанции.

Энергоблок № 1

$$T^{план.бл.1}_{ппр} = 27 \cdot 24 = 648 \text{ ч}; \quad T^{план.бл.1}_{нп} = \frac{4}{100}(8760 - 648) = 324{,}5 \text{ ч};$$

$$T^{план.бл.1}_{рем} = 648 + 324{,}5 = 972{,}5 \text{ ч};$$

$$K^{бл.1}_г = \frac{T_{кал} - T^{план.бл.1}_{рем}}{T_{кал}} \cdot 100 = \frac{8760 - 972{,}5}{8760} \cdot 100 = 88{,}898\%.$$

Энергоблок № 2

$T_{\text{ппр}}^{\text{план.бл.2}} = 78 \cdot 24 = 1872$ ч; $T_{\text{нп}}^{\text{план.бл.2}} = \frac{4}{100}(8760 - 1872) = 275{,}5$ ч;

$T_{\text{рем}}^{\text{план.бл.2}} = 1872 + 275{,}5 = 2147{,}5$ ч; $K_{\text{г}}^{\text{бл.2}} = 75{,}485\%$.

Установленная эквивалентная электрическая мощность энергоблоков составит:

$N_{\text{у экв}}^{\text{бл.1}} = N_{\text{э}} + 0{,}25 Q_{\text{у}}^{\text{Т6}} = 250 + 0{,}25 \cdot 270 = 317{,}5$ МВт;

$N_{\text{у экв}}^{\text{бл.2}} = N_{\text{э}}^{\text{бл.2}} = 300$ МВт.

5) Расчет коэффициента готовности к работе электростанции.

Установленная эквивалентная электрическая мощность электростанции

$$N_{\text{у экв}}^{\text{ст}} = N_{\text{у экв}}^{\text{водогр.кот}} + N_{\text{у экв}}^{\text{I оч}} + N_{\text{у экв}}^{\text{II оч}} + N_{\text{у экв}}^{\text{бл.1}} + N_{\text{у экв}}^{\text{бл.2}} =$$

$$= 100 + 68{,}5 + 339{,}75 + 317{,}5 + 300 = 1125{,}25 \text{ МВт};$$

$\alpha^{\text{водогр.кот}} = \frac{100}{1125{,}25} = 0{,}088889$; $\alpha^{\text{I оч}} = \frac{68}{1125{,}25} = 0{,}060431$;

$\alpha^{\text{II оч}} = \frac{339{,}75}{1125{,}25} = 0{,}30193$; $\alpha^{\text{бл.1}} = \frac{317{,}5}{1125{,}25} = 0{,}28216$;

$\alpha^{\text{бл.2}} = \frac{300}{1125{,}25} = 0{,}26661$.

Коэффициент готовности к работе электростанции составит

$$K_{\text{г}}^{\text{эл.ст}} = K_{\text{г}}^{\text{водогр. кот}} \alpha^{\text{водогр. кот}} + K_{\text{г}}^{\text{Iоч}} \alpha^{\text{Iоч}} + K_{\text{г}}^{\text{IIоч}} \alpha^{\text{IIоч}} + K_{\text{г}}^{\text{бл.1}} \alpha^{\text{бл.1}} + K_{\text{г}}^{\text{бл.2}} \alpha^{\text{бл.2}} =$$

$= 90{,}155 \cdot 0{,}088869 + 94{,}240 \cdot 0{,}060431 + 89{,}790 \cdot 0{,}30193 + 88{,}898 \cdot 0{,}28216 + 75{,}485 \cdot 0{,}26661 = 86{,}025\%$.

Пример №2. Расчет коэффициента готовности к работе очереди электростанции с поперечными связями при недостатке котельной мощности

Определить изменение коэффициента готовности к работе I очереди электростанции (см. пример № 1) и электростанции в целом, если разрыв тепловой мощности по котлоагрегатам очереди составлял 50 Гкал/ч в течение 10 сут, а разрыв электрической мощности по турбоагрегатам I очереди — 10 МВт.

Суммарный по I очереди разрыв номинальной тепловой мощности турбин и котлов составит

$$\Delta Q_{разр}^{оч} = \Delta Q_{разр}^{т} + \Delta Q_{разр}^{к} = 28{,}9 + 50 = 78{,}9 \text{ Гкал/ч},$$

где $\Delta Q_{разр}^{т}$ найдено по нормативной характеристике турбоустановки I очереди и соответствует разрыву электрической мощности 10 МВт.

Приведенная продолжительность разрыва мощности I очереди составит, согласно формуле (8),

$$T_{\text{прив}}^{\text{I оч}} = \frac{\Delta Q_{\text{разр}}^{\text{I оч}} \; T_{\text{разр}}^{\text{I оч}}}{\Sigma Q_i} = \frac{78{,}9 \cdot 240}{432} = 43{,}8 \text{ ч}.$$

Уменьшение коэффициента готовности к работе I очереди из-за разрыва электрической и тепловой мощности в течение 10 сут составит

$$\Delta K_{г}^{I\ оч} = \frac{T_{прив}^{I\ оч}}{T_{кал}} \cdot 100 = \frac{43,8}{8760} \cdot 100 = 0,5\%.$$

Коэффициент готовности к работе I очереди электростанции составит

$$K_{г}^{факт.\ I\ оч} = K_{г}^{план.\ I\ оч} - \Delta K_{г}^{I\ оч} = 94,240 - 0,5 = 93,740\%.$$

Коэффициент готовности к работе электростанции в целом уменьшится на

$$\Delta K_{г}^{эл.ст} = \Delta K_{г}^{I\ оч}\ \alpha^{I\ оч} = 0,5 \cdot 0,060431 = 0,03\%$$ и составит $86,025 - 0,03 = 85,995\%$.

Пример № 3. Расчет фактического коэффициента готовности к работе электростанции

Определить коэффициент готовности к работе электростанции за месяц, если на ней установлены три энергоблока:

- энергоблок № 1 с двухкорпусным котлом ТГМП-114 и турбиной Т-250-240;
- энергоблоки № 2 и 3 с котлами ТГМП-324 и конденсационными турбинами К-300-240 ЛМЗ.

Из-за неготовности дымовой трубы разрыв мощности по электростанции составлял 100 МВт в течение 5 сут.

Второй корпус котла энергоблока № 1 находился в ремонте 6 сут, при этом турбина работала с первым корпусом котла.

Фактическая продолжительность неплановых простоев $T_{нп}^{факт}$ составила

$$T_{нп}^{факт,бл.1} = 24\ ч; \quad T_{нп}^{факт.бл.2} = 0; \quad T_{нп}^{факт.бл.3} = 48\ ч.$$

Кроме того, на энергоблоках в течение рассматриваемого месяца имели место:

- аварийный останов второго корпуса котла энергоблока № 1 на 4 сут;
- разрыв электрической мощности энергоблока № 1 из-за неисправности ПТН 30 МВт в течение 2 сут;
- разрыв электрической мощности энергоблока № 1 20 МВт с одновременным разрывом тепловой мощности в размере 60 Гкал/ч в течение 1 сут;
- разрыв мощности 50 МВт на энергоблоке № 3 в течение 3 сут из-за неисправности циркуляционного насоса.

1) *Определение продолжительности всех ремонтов:*

$$T_{рем}^{факт} = T_{ппр}^{факт} + T_{нп}^{факт} + T_{прив}^{факт}$$

Энергоблок № 1

$$T_{ппр}^{факт.бл.1} = \frac{T_{ппр}^{1K} + T_{ппр}^{2K}}{2} = \frac{0 + 6 \cdot 24}{2} = 72\ ч,$$ согласно формуле (3);

$T_{нп}^{факт.бл.1} = 24\ ч$ (из условий примера № 3);

$$T_{прив}^{факт.бл.1} = \frac{\Delta N_{разр.1}^{бл.1}\ T_{разр.1}^{бл.1} + \Delta N_{разр.2}^{бл.1}\ T_{разр.2}^{бл.1} + \Delta N_{разр.3}^{экв.бл.1}\ T_{разр.3}^{бл.1}}{N_{у\ экв}^{бл.1}} =$$

$$= \frac{158,75 \cdot 4 \cdot 24 + 30 \cdot 2 \cdot 24 + 35 \cdot 1 \cdot 24}{317,5} = 55,2\ ч,$$

где $\Delta N^{бл.1}_{разр.1}$ – разрыв мощности из-за аварийного останова второго корпуса котла, согласно разд. 3 Методических указаний, $\Delta N^{бл.1}_{разр.1} = \frac{N^{бл.1}_{у\ экв}}{2}$

$\Delta N^{бл.1}_{разр.2}$ – разрыв мощности из-за неисправности ПТН;

$\Delta N^{экв.бл.1}_{разр.3} = \Delta N^{бл.1}_{разр.} + W\Delta Q_{разр.} = 20 + 0{,}25 \cdot 60 = 35$ МВт определяется согласно разд. 3 Методических указаний;

согласно формуле (12), $N^{бл.1}_{у\ экв} = N_э + WQ_у = 250 + 0{,}25 \cdot 270 = 317{,}5$ МВт;

$T^{факт.бл.1}_{рем} = 72 + 24 + 55{,}2 = 151{,}2$ ч.

Энергоблок № 2

$T^{факт.бл.2}_{ппр} = 0$; $T^{факт.бл.2}_{нп} = 0$; $T^{факт.бл.2}_{прив} = 0$; $T^{факт.бл.2}_{рем} = 0$.

Энергоблок № 3

$T^{факт.бл.3}_{ппр} = 0$; $T^{факт.бл.3}_{нп} = 2 \cdot 24 = 48$ ч;

$$T^{факт.бл.3}_{прив} = \frac{\Delta N^{бл.3}_{разр.} T^{бл.3}_{разр.}}{N^{бл.3}_{у\ экв}} = \frac{50 \cdot 3 \cdot 24}{300} = 12 \text{ ч};$$

$T^{факт.бл.3}_{рем} = 48 + 12 = 60$ ч.

2) Определение коэффициентов готовности к работе энергоблоков и электростанции в целом.

$$K^{бл.1}_{г} = \frac{T_{кал} - T^{факт.бл.1}_{рем}}{T_{кал}} \cdot 100 = \frac{30 \cdot 24 - 151{,}2}{720} \cdot 100 = 79{,}0\%;$$

$$K^{бл.2}_{г} = \frac{720 - 0}{720} \cdot 100 = 100\%; \quad K^{бл.3}_{г} = \frac{720 - 60}{720} \cdot 100 = 91{,}667\%.$$

Коэффициент готовности к работе электростанции без учета общестанционного разрыва мощности (из-за неготовности дымовой трубы) составит

$$K^{ст.1}_{г} = \frac{K^{бл.1}_{г} N^{бл.1}_{у\ экв} + K^{бл.2}_{г} N^{бл.2}_{у} + K^{бл.3}_{г} N^{бл.3}_{у}}{N^{ст}_{у\ экв}} =$$

$$= \frac{79 \cdot 317{,}5 + 100 \cdot 300 + 91{,}667 \cdot 300}{317{,}5 + 300 + 300} = 90{,}008.$$

В соответствии с формулой (7) и учитывая, что на электростанции имел место разрыв мощности $\Delta N^{ст}_{разр} = 100$ МВт в течение 5 сут из-за неготовности дымовой трубы, $K^{ст.1}_{г}$ должен быть снижен на

$$K_{г}^{ст} = \frac{T_{прив}^{ст}}{T_{кал}} \cdot 100 = \frac{\frac{\Delta N_{разр}^{ст} \; T_{разр}^{ст}}{N_{у\,экв}^{ст}}}{720} \cdot 100 = \frac{100 \cdot 5 \cdot 24 \cdot 100}{917{,}5 \cdot 720} = 1{,}817\%.$$

Фактический коэффициент готовности к работе электростанции составит

$$K_{Гст}^{факт} = K_{г}^{ст\,'} - \Delta K_{г}^{ст} = 90{,}008 - 1{,}817 = 88{,}191\%.$$

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Общие положения 3
2. Расчет времени нахождения агрегата в ремонте 4
3. Учет разрывов мощности 5
4. Расчет коэффициентов готовности к работе электростанций 7
5. Расчет коэффициента готовности к работе энергосистемы (энергообъединения) 10
6. Примеры расчета показателей готовности к работе 13

Ответственный редактор З.И. Игнаткова

Техн. редактор Н.А. Малькова Корректор Е.В.Крюкова

1,7 уч.-изд.л. Цена 17 коп. Заказ № 77/76(4/0/76)
Подписано к печати 22/XI 1976 г. Тираж 2000 экз

Ротапринт СПО ОРГРЭС
108432, Москва, Ж-432, 2-й Кожуховский проезд, д. 29, корп. 6

gost.e-ecolog.ru