

УТВЕРЖДЕНО
Первым заместителем
Председателя Правления
ОАО «СО ЕЭС»

Н.Г. Шульгиновым

28 декабря 2012 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
к генерирующему оборудованию участников оптового рынка
(вступают в силу с 01 января 2013 г.)

МОСКВА

2012

Оглавление

1. Общие положения	4
1.1. Область применения.....	4
1.2. Требования, определяющие готовность генерирующего оборудования.....	5
2. Требования к предоставлению информации.....	6
2.1. Предоставление участниками оптового рынка данных по генерирующему оборудованию	6
2.2. Предоставление данных коммерческим оператором	7
3. Требования к участию в ОПРЧ.....	8
3.1. Требования к участию ТЭС в ОПРЧ.....	9
3.1.1. Условия участия ТЭС в ОПРЧ	12
3.2 Требования к участию ГЭС в ОПРЧ.....	13
3.3 Требования к участию АЭС в ОПРЧ	15
4. Требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка в части предоставления диапазона регулирования реактивной мощности.....	16
5. Требования к участию ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности	16
5.1. Требования к участию ГЭС в АВРЧМ.....	17
5.2. Требования к участию ГЭС в оперативном вторичном регулировании.....	19
6. Технические требования к определению способности к выработке электроэнергии	22
6.1. Требования к определению установленной мощности, технического минимума и предельного объема поставки мощности.....	23
6.2. Требования к определению ограничений установленной мощности и располагаемой мощности и планового технологического минимума	25
6.2.1. Требования к определению располагаемой мощности.....	25
6.2.2. Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях ценовых зон оптового рынка	25
6.2.3 Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях неценовых зон оптового рынка	27
6.2.4 Требования к определению планового технологического минимума.....	30
6.3. Требования к определению плановой максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования	33

6.3.1. Определение плановой максимальной мощности.....	33
6.3.2. Требования к определению плановой максимальной мощности и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования	36
6.4. Требования к максимальной мощности, заявляемой участниками оптового рынка при подаче ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед.....	36
6.5. Требования к определению максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования ...	37
6.6. Требования к соблюдению нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования	39
6.7. Требования к определению скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании изменения потребления.....	40
7. Требования к обмену телеинформацией	40
Список сокращений и обозначений	42
Список регламентирующих документов.....	44
Приложение 1	46
Приложение 2	53
Приложение 3	67
Приложение 4	78
Приложение 4.1	79
Приложение 5	84
Приложение 6	93
Приложение 7	104
Приложение 8	118

1. Общие положения

1.1. Область применения

Настоящие Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка (далее *Технические требования*) разработаны и утверждены ОАО «СО ЕЭС» (далее СО) в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности (далее Правила оптового рынка) [1].

Технические требования устанавливают обязательные требования, предъявляемые к генерирующему оборудованию участников оптового рынка электрической энергии и мощности (далее оптового рынка) в целях подтверждения выполнения условий поддержания генерирующего оборудования в состоянии готовности к выработке электрической энергии (далее готовность генерирующего оборудования) и определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок.

Положения настоящих *Технических требований* распространяются на всех участников оптового рынка, владеющих на праве собственности или ином законном основании генерирующим оборудованием, независимо от расположения на территориях, которые объединены в ценовые или неценовые зоны оптового рынка (далее ценовые или неценовые зоны), участвующих в отношениях по обращению генерирующей мощности в соответствии с Правилами оптового рынка (далее – поставщики мощности), СО и коммерческого оператора оптового рынка (далее – КО).

Технические требования к генерирующему оборудованию тепловых электростанций (далее ТЭС), гидроэлектростанций (далее ГЭС) и гидроаккумулирующих станций (далее ГАЭС) должны соответствовать требованиям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [10] (далее ПТЭ).

Технические требования к генерирующему оборудованию атомных электростанций (далее АЭС) должны соответствовать требованиям Регламентов безопасной эксплуатации АЭС [11].

Проверка соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка настоящим *Техническим требованиям* осуществляется в соответствии с Порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников

оптового рынка техническим требованиям (далее *Порядок установления соответствия*), утверждаемым СО.

Технические требования и *Порядок установления соответствия* размещаются в открытом доступе на Интернет-сайте СО.

Перечень определений, используемых в настоящих *Технических требованиях* и *Порядке установления соответствия*, приведен в Приложении 1.

1.2. Требования, определяющие готовность генерирующего оборудования

Генерирующее оборудование признается готовым к выработке электрической энергии, если:

1. СО подтверждено, что обеспечена возможность использования генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее ОПРЧ);
2. СО подтверждено, что обеспечена возможность использования генерирующего оборудования при регулировании реактивной электрической мощности, т.е. обеспечено предоставление диапазона регулирования реактивной мощности;
3. СО подтверждено, что обеспечена возможность использования генерирующего оборудования во вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности (далее вторичное регулирование), если это оборудование расположено на ГЭС, а также использования при автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности (далее АВРЧМ), если это оборудование расположено на ГЭС установленной мощностью более 100 МВт;
4. участником оптового рынка обеспечена работа генерирующего оборудования в соответствии с заданным СО технологическим режимом работы, включая соблюдение минимального и максимального почасовых значений мощности, параметров маневренности генерирующего оборудования, в том числе скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при участии в суточном регулировании и времени включения в сеть генерирующего оборудования, а также иных параметров в соответствии с Правилами оптового рынка (далее способность к выработке электроэнергии);
5. СО подтверждено, что в отношении генерирующего оборудования участником оптового рынка выполнены технические требования к системе обмена

технологической информацией с автоматизированной системой СО (далее СОТИАССО).

2. Требования к предоставлению информации

2.1. Предоставление участниками оптового рынка данных по генерирующему оборудованию

В соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8] участники оптового рынка обязаны представлять СО условно постоянные данные по генерирующему оборудованию.

В целях подтверждения представленной участниками оптового рынка информации по генерирующему оборудованию СО имеет право запросить соответствующие обосновывающие документы: паспортные данные, проектную документацию, технические обоснования, результаты испытаний, уведомления заводов изготовителей, заключения специализированных организаций и т.д.

В соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8] в случае изменения информации о параметрах генерирующего оборудования, участники оптового рынка обязаны в течение трех рабочих дней направить СО соответствующее уведомление с приложением обосновывающих документов.

В случае полного либо частичного непредставления участниками оптового рынка данных по генерирующему оборудованию, соответствующих уведомлений и подтверждений, СО использует имеющуюся в его распоряжении информацию.

Данные по генерирующему оборудованию, в том числе должны включать в себя:

- паспортные данные по каждой единице генерирующего оборудования;
- номинальную мощность каждой единицы генерирующего оборудования;
- тип турбин (марка);
- допустимые технический минимум и максимум нагрузки каждой единицы генерирующего оборудования по активной мощности и регулировочный диапазон в процентах от номинальной мощности;
- допустимый диапазон работы каждой единицы генерирующего оборудования по реактивной мощности (P – Q диаграмма);

- номинальные значения скорости набора и скорости сброса нагрузки единиц генерирующего оборудования.
- статизм и зону нечувствительности по частоте регуляторов скорости турбин;
- статизм и зону нечувствительности частотных корректоров регуляторов мощности (при наличии);
- результаты последних тепловых испытаний генерирующего оборудования в графической или табличной форме;
- настройку ограничителя минимального возбуждения с приведением технических обоснований принятой настройки;
- настройку защиты ротора при перегрузке ротора током возбуждения с приведением технических обоснований принятой настройки;
- иные данные, корректирующие допустимый диапазон работы оборудования по реактивной мощности.
- данные последних испытаний генерирующего оборудования ГЭС по допустимым скоростям набора/ сброса нагрузки;
- данные, корректирующие допустимый диапазон работы генерирующего оборудования ГЭС и всей гидроэлектростанции по активной мощности;
- информацию о наличии группового регулятора активной мощности (далее ГРАМ, возможное наименование: центральный задатчик активной нагрузки – ЦЗАН), количестве подключаемого к нему генерирующего оборудования, статических и динамических настройках ГРАМ, ЦЗАН;
- и иные данные предоставляемые по требованию СО в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*.

2.2. Предоставление данных коммерческим оператором

Для целей подтверждения готовности генерирующего оборудования и определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок, в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8], КО предоставляет СО следующие данные:

- ценовые заявки на планирование объемов производства в отношении ГТП генерации, ГТП импорта или объекта управления, представленного

генерирующим оборудованием и отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой;

- фактическую выработку электроэнергии электростанцией по данным автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета (далее АИИС КУ);
- фактический собственный максимум потребления по ГТП потребления электростанции (группы электростанций);
- максимально допустимые величины собственного максимума потребления на нужды генерации по ГТП потребления электростанции (группы электростанций) (далее норматив собственных нужд).

3. Требования к участию в ОПРЧ

Общее первичное регулирование частоты должно осуществляться всеми энергоблоками, электростанциями путем изменения мощности под воздействием систем первичного регулирования (далее СПР): автоматических регуляторов частоты вращения роторов турбоагрегатов и производительности котлов, реакторов АЭС и т.п.

СПР генерирующего оборудования должны:

1. обеспечивать устойчивую выдачу требуемой первичной мощности в пределах имеющихся регулировочных возможностей (актуального диапазона регулирования), ограниченных только допустимостью режимов работы оборудования, с момента возникновения отклонения частоты и до возврата частоты к нормальному уровню (до возврата частоты в заданную зону нечувствительности первичных регуляторов);
2. отслеживать текущие отклонения частоты с учетом возможного изменения не только величины, но и знака отклонения, своими действиями способствуя нормализации частоты, т.е. работать в следящем за отклонением частоты режиме;
3. обеспечивать аperiодический характер процесса изменения выдачи первичной мощности, без существенного перерегулирования;

4. не допускать нарушения технологической устойчивости оборудования при аварийных отклонениях частоты (других ограничений в тракте СПР не допускается).

Генерирующее оборудование, участвующее в нормированном первичном регулировании частоты (далее НПРЧ) с заданным резервом первичного регулирования, в режимах энергосистемы, когда величина требуемой первичной мощности превышает заданный первичный резерв, должно обеспечивать выдачу первичной мощности во всем диапазоне регулирования, ограниченном только допустимостью режимов работы оборудования.

Дополнительная (сверх заданного первичного резерва) первичная мощность выдается в рамках требований к ОПРЧ.

Для единиц генерирующего оборудования, не имеющих возможности участия в ОПРЧ по техническим причинам или в связи с особенностями режимов работы такого оборудования, участник оптового рынка может заявить о неготовности, в том числе временной, к участию в ОПРЧ данного генерирующего оборудования.

Вынужденные временные отступления от режима участия в ОПРЧ и периоды неготовности, в том числе временной, к участию в ОПРЧ должны быть в установленном порядке оформлены соответствующими заявками на вывод генерирующего оборудования из ОПРЧ с указанием причины и сроков вывода-ввода.

3.1. Требования к участию ТЭС в ОПРЧ

В соответствии с ПТЭ готовое к общему первичному регулированию частоты генерирующее оборудование должно удовлетворять следующим основным требованиям:

- совокупность основного и вспомогательного оборудования, технологической автоматики энергоблока, электростанции, используемые режимы их эксплуатации должны позволять в пределах установленного регулировочного диапазона нагрузок поддерживать диапазон первичного регулирования (далее ДПР) величиной до 20% номинальной мощности;
- при однократном изменении мощности турбоагрегата (далее ТА) в пределах ДПР на $\pm 10\%$ номинальной под воздействием регулятора частоты вращения (далее АРС) переходный процесс должен укладываться в границы, указанные в

Методических рекомендациях по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты (Приложение 2), а новая заданная мощность должна поддерживаться основным, вспомогательным оборудованием и технологической автоматикой энергоблока, электростанции неограниченное время;

- быстродействие ОПРЧ генерирующего оборудования в пределах ДПР $\pm 10\%$ номинальной мощности должно обеспечивать выдачу не менее чем 50% требуемой первичной регулирующей мощности за первые 15 секунд после возникновения отклонения частоты и полностью за 5 – 7 минут;

(Динамика выдачи первичной мощности для ТЭС различного типа представлена на рис 1 и рис 2.)

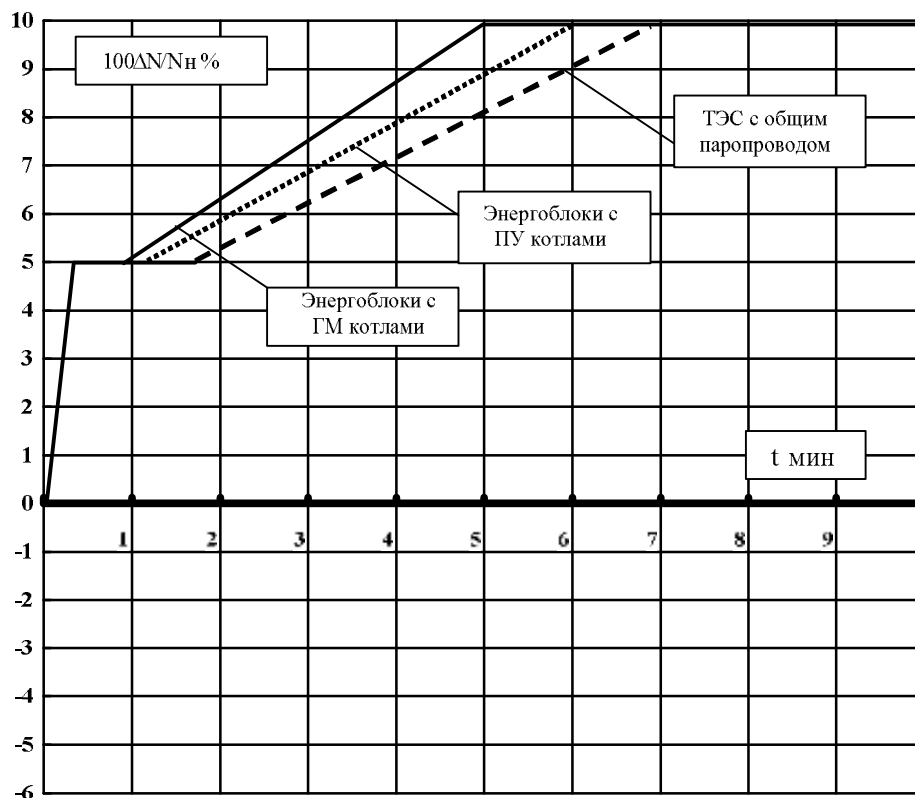


Рис.1 Динамика выдачи первичной мощности ТЭС при скачкообразном снижении частоты

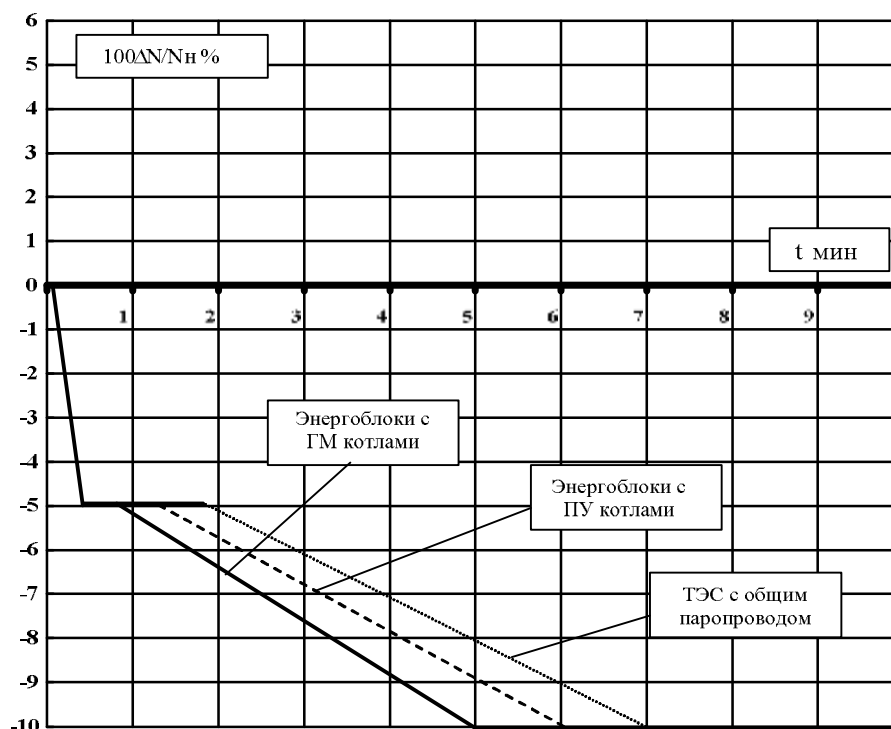


Рис.2 Динамика выдачи первичной мощности ТЭС при скачкообразном повышении частоты

- в течение переходного процесса и далее при поддержании нового значения мощности технологические параметры режима работы энергоустановки не должны отклоняться за допустимые пределы;
- при повторных изменениях мощности турбоагрегата под воздействием АРС в пределах ДПР с интервалом не менее 10 минут в любом направлении мощность энергоблока, электростанции должна успевать стабилизироваться и удерживаться на новом заданном значении до следующего изменения;
- переходный процесс после каждого изменения мощности также должен укладываться в границы, указанные в *Методических рекомендациях по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты* (Приложение 2), а параметры режима работы энергоустановки не должны отклоняться за допустимые пределы;
- при выходе мощности ТА под воздействием АРС за пределы ДПР средства технологической автоматики не должны допускать нарушений нормального режима работы энергоустановки либо угрозы ее аварийного останова;

- автоматический регулятор частоты вращения турбины должен постоянно контролировать режим работы ТА, обеспечивая устойчивость работы и участие турбоагрегата в ОПРЧ путем автоматического изменения мощности при изменении частоты его вращения в соответствии с предусмотренными ПТЭ [9] характеристиками;
- режимы работы оборудования, при которых автоматический регулятор частоты вращения турбоагрегата не может выполнять своих функций, не должны допускаться;
- частотные корректоры регуляторов мощности любых типов должны помогать работе регулятора частоты вращения турбины, не заменяя его и не ухудшая его статических и динамических характеристик;
- технологическая автоматика котла и турбины должна способствовать эффективной работе АРС турбины путем своевременного изменения их нагрузки в целях поддержания нового заданного значения активной мощности в процессе первичного регулирования частоты без отклонения параметров технологического процесса за допустимые пределы.

Проверка готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ должна осуществляться в соответствии с *Методическими рекомендациями по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты* (Приложение 2).

3.1.1. Условия участия ТЭС в ОПРЧ

1) Включены системы автоматического регулирования (далее САР), обеспечивающие участие генерирующего оборудования в ОПРЧ¹:

1.а) На энергоблоках:

- автоматические регуляторы (АР) нагрузки котла – АР топлива, АР питания, АР общего воздуха, АР разрежения;
- для автоматических регуляторов частоты и мощности типа САУМ-1, САУМ-2 – КРМ (котельный регулятор мощности), ТРМ (турбинный регулятор мощности), ЧК (частотный корректор);
- для автоматических регуляторов частоты и мощности типа САУМ-У – ЧК (частотный корректор), РД (турбинный регулятор давления пара перед

¹ Ключи выбора режима работы оборудования должны находиться в положении «Автоматическое управление».

турбиной – с динамической блокировкой его действия при изменении частоты), РН (турбинный регулятор положения регулирующих клапанов – с динамической блокировкой его действия при изменении частоты).

1.б) На ТЭС с общим паропроводом:

- главный регулятор (с сигналом по давлению пара в общем паропроводе), управляющий нагрузкой группы котлов, участвующих в ПРЧ;
- САР, обеспечивающие нагрузку котла (котлов очереди) – АР топлива, АР питания, АР общего воздуха, АР разрежения.

2) Отключены регуляторы, препятствующие действию регулятора скорости турбины – РД и РН, если они не входят в состав САУМ по п. 1.а)².

3) Оперативно должна быть задана зона нечувствительности частотных корректоров автоматических регуляторов частоты и мощности блоков, не превышающая величину зоны нечувствительности регуляторов скорости турбины³.

4) Дополнительно должен быть осуществлен контроль:

- степени неравномерности системы регулирования турбины (степень неравномерности не должна превышать 5%, а местная степень неравномерности в диапазоне нагрузок 15 – 100% номинальной не должна превышать 6%).
- отсутствия дополнительной зоны нечувствительности в характеристике парораспределения турбины, в частности, в области скользящего давления на блоках 300 МВт с турбинами типа ЛМЗ;
- исключения режима работы турбины при полностью открытых регулирующих клапанах в режиме скользящего давления при частичных нагрузках.

3.2 Требования к участию ГЭС в ОПРЧ

ОПРЧ на ГЭС должно обеспечиваться действием регуляторов частоты вращения (далее РЧВ) как при групповом, так и при индивидуальном регулировании гидроагрегатов, с максимальным быстродействием.

² Ключи выбора режима работы оборудования должны находиться в положении «Ручное управление».

³ Исключения возможны при наличии обоснований по согласованию с филиалами СО соответствующей операционной зоны.

ГРАМ не должен препятствовать действию РЧВ по отклонению частоты; работа ГА на групповом регулировании без частотного корректора (ЧК) не допускается.

С целью сохранения эффективности ОПРЧ, при наличии на ГЭС ГРАМ, должен быть предусмотрен быстродействующий автоматический перевод ГА на индивидуальное регулирование для случаев разделения ГЭС на части, выделения одного или нескольких ГА на изолированную нагрузку, при неисправностях ГРАМ. Например, при фиксации резкого расхождения заданий ГА от РЧВ и от ГРАМ.

В ОПРЧ должны участвовать ГА всех ГЭС, включая участвующие в НПРЧ. Технические параметры ГЭС участвующей в ОПРЧ:

- зона нечувствительности не более 0,15 Гц (при одновременном участии в НПРЧ нечувствительность определяется системными требованиями по НПРЧ; неучастие в НПРЧ осуществляется вводом в РЧВ всех ГА и в ЧК ГРАМ «мертвой» зоны до $\pm 0,075$ Гц);
- статизм регулирования частоты по мощности в пределах 4,5 – 6%;
- точность измерения частоты не хуже 0,01 Гц;
- точность отработки заданий по мощности не хуже $\pm 1\%$ от $P_{ном}$;
- при скачкообразном отклонении частоты на величину, превышающую более чем в два раза зону нечувствительности, за первые 15 секунд должно быть выдано не менее 70% первичной мощности с последующей выдачей всей требуемой первичной мощности за 1 минуту;
- время непрерывной выдачи требуемой первичной мощности как при неизменном отклонении частоты, так и в следящем за частотой режиме не должно ограничиваться.

При отклонениях частоты, превышающих зону нечувствительности, ГЭС должна выдавать требуемую первичную мощность в пределах имеющегося на данный момент времени диапазона автоматического регулирования.

При участии ГЭС в НПРЧ часть первичной мощности, превышающая заданный резерв НПРЧ, должна выдаваться в соответствии с требованиями к ОПРЧ.

Участие в ОПРЧ предполагает приоритет РЧВ каждого ГА перед заданием от ГРАМ, что необходимо для эффективности ОПРЧ при любой возможной схеме разделения ГЭС.

Проверка готовности генерирующего оборудования ГЭС к участию в ОПРЧ должна осуществляться в соответствии с *Методическими рекомендациями по проверке готовности ГЭС к первичному регулированию частоты* (Приложение 3).

3.3 Требования к участию АЭС в ОПРЧ

Требования к участию АЭС в ОПРЧ не распространяются на генерирующее оборудование АЭС с типами реакторов РБМК и БН, введенными в промышленную эксплуатацию до 2000 года.

Для АЭС с типами реакторов ВВЭР, введенными в промышленную эксплуатацию до 2009 года, требования к участию АЭС в ОПРЧ не распространяются до 01 января 2016г.

Оборудование и технологическая автоматика АЭС должны обеспечивать:

- несение заданной графиками средней нагрузки энергоблоков при нормальной частоте ($50 \pm 0,05$ Гц);
- динамическую стабилизацию режима работы турбоагрегата энергоблока действием системы автоматического регулирования (САР) турбины при переходных процессах в энергосистеме при настройке САР (динамической и статической) согласно ТУ на турбину (ГОСТ);
- участие энергоблока в общем первичном регулировании частоты при аварийных отклонениях частоты в соответствии с предусмотренными техническими условиями характеристиками САР турбоагрегата и в пределах диапазона автоматического регулирования мощности реактора;
- сохранение технологической устойчивости энергоблока при чрезмерных аварийных отклонениях частоты путем удержания устойчивого режима работы реактора при участии в первичном регулировании частоты в аварийных условиях, при условии обеспечения требований *Регламентов безопасной эксплуатации АЭС* [11].

Технические параметры энергоблока АЭС, участвующего в ОПРЧ:

- зона нечувствительности САР турбины не более 0,15 Гц;

- диапазон отклонения мощности энергоблока от текущего значения при участии в ОПРЧ от +2% до -8 % номинальной мощности;
- время участия в ОПРЧ - до нормализации частоты (до возврата частоты в заданную зону нечувствительности первичного регулятора);
- скорость изменения мощности энергоблока при участии в ОПРЧ – не более максимально допустимой для внепланового регулирования согласно требованиям *Регламентов безопасной эксплуатации АЭС* [11].

4. Требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка в части предоставления диапазона регулирования реактивной мощности

Диапазон регулирования реактивной мощности каждой единицы генерирующего оборудования устанавливается СО в виде графических зависимостей допустимой реактивной мощности генерирующего оборудования от активной мощности, соответствующих табличных форм или расчетных выражений (аналитических зависимостей) на основании данных, представленных участниками оптового рынка, в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*.

Диапазон регулирования реактивной мощности каждой единицы генерирующего оборудования при фиксированной величине активной мощности ограничен допустимыми минимальным и максимальным значениями реактивной мощности в соответствии со всеми представленными и скорректированными участниками оптового рынка данными.

Диапазон регулирования реактивной мощности группы точек поставки генерации (далее ГТП) определяется суммой диапазонов регулирования реактивной мощности находящегося в работе генерирующего оборудования, входящего в ГТП.

Генерирующее оборудование участника оптового рынка должно находиться в постоянной готовности предоставления полного диапазона регулирования реактивной мощности в соответствии с представленными данными.

5. Требования к участию ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности

В соответствии с *Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности* [1] участники оптового рынка, имеющие в собственности генерирующее

оборудование ГЭС и ГАЭС, обязаны предоставить указанное оборудование для участия во вторичном регулировании, а ГЭС с установленной мощностью 100 МВт и более, кроме того, должны иметь возможность участия в АВРЧМ.

Требование участия в АВРЧМ не распространяется на контррегулирующие ГЭС, к которым относятся низконапорные ГЭС установленной мощностью более 300 МВт, имеющие водохранилище с полезным объемом краткосрочного регулирования, необходимым для перераспределения переменных расходов воды вышележащей ГЭС в равномерный расход воды в свой нижний бьеф в целях обеспечения участия вышележащей регулирующей высоконапорной ГЭС установленной мощностью более 2 000 МВт в покрытии суточной и/или недельной неравномерности графика нагрузки, с учетом выполнения требований неэнергетических водопользователей и условий неподтопления населенных пунктов.

5.1. Требования к участию ГЭС в АВРЧМ

Требования к участию в АВРЧМ распространяются на ГЭС, оснащенные системами ГРАМ с частотным корректором, привлекаемые к автоматическому либо оперативному вторичному регулированию.

Под участием в АВРЧМ понимается отработка задания центрального регулятора системы автоматического регулирования режима энергосистемы по частоте и перетокам мощности (далее АРЧМ) на изменение активной мощности с заданными скоростью и точностью в пределах диапазона вторичного регулирования. Центральный регулятор при этом может работать:

- в режиме регулирования частоты или перетока как с включенными, так и отключенными автоматическими ограничителями перетоков (далее АОП);
- только с включенными АОП при отключенном режиме регулирования частоты или перетока.

Контроль участия в автоматическом вторичном регулировании осуществляется вне зависимости от заданных параметров работы центрального регулятора системы АРЧМ.

Условия подключения ГЭС к управлению от Централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (далее – ЦС (ЦКС))

АРЧМ) в рамках обеспечения готовности ГЭС к участию автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности должны соответствовать *Общим техническим требованиям для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ* [15].

В случае отдачи команд <АРЧМ введено.Регулируете переток> или <АРЧМ введено.Регулируете частоту> оперативный персонал соответствующей ГЭС (ГАЭС) должен самостоятельно, без предварительного согласования с диспетчером соответствующего диспетчерского центра, включать в работу и отключать гидрогенераторы ГЭС (ГАЭС) для обеспечения заданного значения резерва активной мощности на загрузку/разгрузку (количества агрегатов, включенных в сеть). Резерв активной мощности на загрузку/разгрузку, необходимый для работы АРЧМ может быть задан диспетчерскими командами или диспетчерскими распоряжениями (диспетчерскими инструкциями), а также может быть задан как необходимое количество агрегатов, включенных в сеть.

Участвующая во вторичном регулировании ГЭС не освобождается от участия в ОНРЧ и должна удовлетворять условиям п. 3.2. настоящих *Технических требований*.

При одновременном привлечении ГЭС к ННРЧ она должна удовлетворять требованиям СО по участию электростанций в ННРЧ, имеющим наиболее высокий приоритет.

В соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* [4] и *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* [7] заданная диспетчерским графиком мощность ГЭС должна допускать размещение заданного вторичного резерва, а при одновременном использовании ГЭС для ННРЧ – совместное размещение заданных вторичных и первичных резервов.

При этом должна быть предусмотрена блокировка от превышения заданного вторичного резерва в процессе вторичного регулирования по команде от систем АРЧМ, необходимая для сохранения возможности использования заданных первичных резервов.

При неучастии ГЭС в ННРЧ весь диапазон регулирования может быть использован для размещения вторичного резерва. При этом величина заданных вторичных резервов на загрузку и разгрузку не должна превышать диапазон автоматического регулирования ГЭС, а сам диапазон вторичного регулирования

должен размещаться относительно заданной графиком мощности таким образом, чтобы обеспечивалась возможность реализации в полностью автоматическом режиме каждого из вторичных резервов.

При изменении заданной диспетчерским графиком мощности или изменении состава работающего генерирующего оборудования ГЭС должна сохраняться возможность автоматической реализации заданных вторичных резервов.

Быстродействие реализации команд вторичного регулирования должно быть максимально допустимым для данного энергетического оборудования ГЭС либо определено диспетчерской командой.

Задержка в начале отработки задания от систем АРЧМ не должна превышать 5 секунд (для ГЭС, временно имеющих ограничения по скорости открытия направляющих аппаратов допускается задержка в начале отработки задания до 10 секунд).

Динамическая погрешность в отработке заданной вторичной мощности не должна превышать 1% суммарной номинальной мощности подключенных к ГРАМ гидроагрегатов.

Отработка задания должна осуществляться в темпе, задаваемом системой АРЧМ.

Время реализации всего автоматического вторичного резерва не должно превышать 5 минут в нормальных режимах и 1,5 – 2 минут в аварийных режимах для целей предотвращения перегрузки транзитных связей и сечений.

5.2. Требования к участию ГЭС в оперативном вторичном регулировании

Оперативное вторичное регулирование осуществляется по командам диспетчера соответствующего диспетчерского центра. Все команды диспетчера по изменению активной мощности ГЭС по внешней инициативе по отношению к плановым графикам генерации рассматриваются как участие во вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

При получении команды диспетчера по изменению активной мощности ГЭС, решение об отключении и включении в работу агрегатов ГЭС принимается оперативным персоналом электростанции оперативно в соответствии с заданным соответствующим диспетчерским центром графика активной нагрузки. В этом случае,

оперативный персонал соответствующей электростанции должен самостоятельно, без предварительного согласования с диспетчером соответствующего диспетчерского центра включать в работу или отключать гидрогенераторы ГЭС, ГАЭС для обеспечения заданного значения активной мощности.

Перед производством самостоятельных действий по отключению гидрогенераторов оперативным персоналом станции должен выполняться контроль достаточности резерва на загрузку или разгрузку по реактивной мощности на остающихся в работе гидрогенераторах для поддержания необходимых уровней напряжения. Если диапазона по реактивной мощности на остающихся в работе гидрогенераторах недостаточно, т.е. необходимый (заданный) уровень напряжения не может быть обеспечен без отклонения от планового (уточненного) диспетчерского графика (изменения значения активной мощности генерации (либо потребления для ГАЭС в насосном режиме), заданного командой диспетчера), то оперативный персонал электростанции должен уведомить об этом диспетчерский персонал соответствующего диспетчерского центра, которым принимается решение:

1. по изменению планового (уточненного) диспетчерского графика по внешней инициативе;
2. по изменению значения заданного уровня напряжения;
3. о переводе/включении генератора в режим работы синхронного компенсатора для поддержания заданного уровня напряжения.

Ко времени и точности реализации команд оперативного вторичного регулирования предъявляются следующие требования:

- для команд оперативного вторичного регулирования, для которых не задано время окончания исполнения команды, время набора / сброса нагрузки не должно превышать допустимое время, принятое СО на основании данных, представленных участниками оптового рынка, в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*;
- для команд оперативного вторичного регулирования, для которых задано время окончания исполнения команды, время набора / сброса нагрузки не должно превышать заданное время окончания исполнения команды;

- точность набора / сброса заданной величины активной мощности на момент окончания выполнения команды должна быть в пределах, не выходящих одновременно за $\pm 3\%$ и ± 9 МВт от текущего задания;
- точность поддержания заданной величины активной мощности на каждом часовом интервале, за исключением времени набора / сброса нагрузки, должна быть в пределах, не превышающих $\pm 3\%$ от текущего задания (среднечасового значения), и не должна иметь флуктуаций, не выходящих одновременно за $\pm 5\%$ и ± 15 МВт от заданного значения активной мощности.

Неисполнение команды оперативного вторичного регулирования регистрируется при нарушении любого из требований.

Неисполнение команд оперативного вторичного регулирования не регистрируется в следующие периоды:

- работы ГЭС по командам от систем автоматического вторичного регулирования;
- работы ГЭС под воздействием систем общего первичного регулирования частоты, при отклонениях частоты, превышающих зону нечувствительности ГЭС;
- работы ГЭС под воздействием режимной и противоаварийной автоматики;
- работы ГЭС под воздействием релейной защиты.

Невыполнение диспетчерской команды не регистрируется в случае, если отклонение нагрузки ГЭС от заданной величины произошло вследствие того, что данная диспетчерская команда не могла быть исполнена, в том числе по условиям эксплуатации ГЭС (например: невозможность одновременного пуска гидрогенераторов (отсутствие индивидуальных автосинхронизаторов), неравномерность скорости загрузки гидрогенераторов по режиму работы гидроузла и т.д.).

В период работы оборудования ГАЭС в насосном режиме регистрируется исполнение команд на включение в сеть / отключения от сети гидроагрегатов. Для

данных команд время включения в сеть / отключения от сети гидроагрегатов не должно превышать заданное диспетчером время окончания исполнения команды.

6. Технические требования к определению способности к выработке электроэнергии

К основным показателям, характеризующим способность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, относятся:

- величины предельного объема поставки мощности, установленной, располагаемой и максимальной мощности, готовой к несению нагрузки;
- величины технического и технологических минимумов единиц блочного генерирующего оборудования и минимальной мощности включенного блочного генерирующего оборудования;
- нормативное время включения в сеть блочного генерирующего оборудования из различных тепловых состояний в соответствии с *Нормативом продолжительности пуска энергоблоков мощностью 150-800 МВт тепловых электростанций из различных тепловых состояний* и нормативное время включения в сеть парогазовых и газотурбинных установок в соответствии с *Нормативом времени пусков парогазовых установок мощностью 39-450 МВт и газотурбинных установок мощностью 100–150 МВт* (Приложение 5);
- согласованное с СО время включения в сеть неблочного генерирующего оборудования, а также блочного генерирующего оборудования, для которого не установлено нормативное время включения в сеть в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*;
- номинальная скорость изменения нагрузки блочного генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании изменения потребления.

Величины максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и величины минимальной мощности включенного блочного генерирующего оборудования, относящиеся к единицам генерирующего оборудования, регистрируются по фактическому состоянию на конец каждого часа N в отношении каждой единицы

генерирующего оборудования, а для оборудования, определяющего изменения максимальной мощности группы единиц генерирующего оборудования, значения максимальной мощности регистрируются по ГТП. Концом каждого часа N является «NN часов 00 минут».

Снижение скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании изменения потребления регистрируется в отношении каждой единицы генерирующего оборудования, отнесенной к блочным генерирующим единицам мощности (далее ГЕМ).

Отчетные данные по готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии формируются по ГТП, в т.ч. в отношении параметров, регистрируемых по единицам генерирующего оборудования, как сумма соответствующих параметров.

6.1. Требования к определению установленной мощности, технического минимума и предельного объема поставки мощности

Величины установленной мощности ГТП и электростанции в целом, используемые для расчетов, определяются на основании данных об установленной мощности ГТП, зарегистрированных СО в Реестре предельных объемов мощности, в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9].

Величины предельного объема поставки мощности на оптовый рынок (далее предельный объем поставки) ГТП, используемые для расчетов, определяется на основании данных о предельных объемах мощности ГТП, зарегистрированных СО в Реестре предельных объемов мощности, в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9].

Значения технического минимума генерирующего оборудования, отнесенного к блочным ГЕМ (далее технический минимум), используемые для расчетов, определяются на основании данных участников оптового рынка, представленных в СО в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8] и настоящими *Техническими требованиями*, как минимальная нагрузка генерирующего оборудования при работе турбины в конденсационном режиме, соответствующая минимально допустимой паропроизводительности котельного агрегата согласно его паспортным

характеристикам (для дубль-блоков – при работе как одного, так и двух корпусов). Значение технического минимума определяется при минимальном составе вспомогательного оборудования и отключении отдельных автоматических регуляторов. Для АЭС значения технического минимума определяются в соответствии с требованиями *Регламентов безопасной эксплуатации АЭС* [11].

Допускаются изменения показателей установленной мощности, предельного объема поставки мощности и технического минимума в течение года. Для изменения показателей в течение года необходимо предоставить СО обосновывающие документы в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9], настоящими *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия*. Величина установленной мощности, предельного объема поставки мощности и технического минимума изменяется с 01 числа месяца, следующего за месяцем внесения СО соответствующих изменений в Реестр фактических параметров генерирующего оборудования и Реестр предельных объемов мощности в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9] и *Порядком установления соответствия*.

Значение установленной мощности при перемаркировке единицы генерирующего оборудования устанавливается на основании документов, оформленных в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9] и *Положением о порядке перемаркировки основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии* (Приложение 6).

Вывод из эксплуатации основного генерирующего оборудования и оформление документов об изменении показателей установленной мощности ГТП и электростанции в целом осуществляются в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9] и *Положением о порядке вывода из эксплуатации основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии* (Приложение 7).

6.2. Требования к определению ограничений установленной мощности и располагаемой мощности и планового технологического минимума

6.2.1. Требования к определению располагаемой мощности

Располагаемая мощность генерирующего оборудования, ГТП и электростанции в целом определяется как максимальная технически возможная мощность с учетом ограничений установленной мощности и допустимых превышений над номинальной мощностью отдельных единиц генерирующего оборудования.

Пропускная способность сетевого оборудования, оказывающая влияние на режимы работы электростанций, не накладывает дополнительных ограничений на установленную мощность генерирующего оборудования. Генерирующее оборудование, не включенное по условиям пропускной способности сети (за исключением пропускной способности электротехнического оборудования станции) является холодным резервом. Способность такого оборудования к выработке электроэнергии определяется в общем порядке.

6.2.2. Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях ценовых зон оптового рынка

В качестве базовых ограничений установленной мощности ТЭС и АЭС на какой-либо месяц предстоящего года принимаются значения ограничений, зарегистрированные СО в отношении соответствующего месяца предшествующего года.

Для целей подтверждения способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, величины располагаемой мощности ГТП генерации и электростанции в целом определяются СО на основании значений ограничений установленной мощности актуальных для каждого часа каждой суток отчетного месяца, и соответствующей среднемесячной величины ограничений, заявленных участниками оптового рынка в СО до 15 числа месяца, предшествующего отчетному, по всем единицам генерирующего оборудования, ГТП генерации и электростанции в целом по форме приложений 2 и 9 к Методическим указаниям по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и

атомных электростанций (Приложение 4), подписанных техническим руководителем электростанции или генерирующей компании.

В отношении генерирующего оборудования ГЭС и электростанций, в отношении которых в реестре субъектов оптового рынка, допущенных к торговой системе оптового рынка, предоставленном КО в СО до начала расчетного месяца, установлен признак использования при производстве электроэнергии в качестве основного энергоносителя доменный, коксовой, конвертерный газ, масляные смеси, каменноугольную смолу, отходящее тепло технологических агрегатов и иные отходы промышленного производства (далее электростанции, использующие отходы промышленного производства) участники оптового рынка могут заявить значения ограничений установленной мощности актуальные для каждого часа суток не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2.

Значения ограничений установленной мощности, заявленные официальным письменным уведомлением участника в отношении ГЭС и электростанций, использующих отходы промышленного производства, не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2, должны однозначно соответствовать разнице установленной мощности и суммы параметров включенной мощности и ремонтного снижения мощности соответствующей ГТП, указанных в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2.

Для ГЭС и электростанций, использующих отходы промышленного производства, в случае отсутствия заявок значений ограничений установленной мощности, актуальных для каждого часа суток, до 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 и отсутствия заявленных участниками оптового рынка с СО до 15 числа месяца величин ограничений установленной мощности, в качестве заявленных величин ограничений установленной мощности принимаются нулевые значения.

В случае несоответствия величины ограничений мощности, заявленных официальным письменным уведомлением, значениям, указанным в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, СО принимает в качестве величины заявленных ограничений наименьшее из указанных значений.

Для целей определения объема мощности, фактически поставленного на оптовый рынок, по окончании расчетного месяца СО в соответствии с *Порядком установления соответствия* в отношении каждой ГТП генерации и электростанции осуществляет регистрацию фактических ограничений ТЭС и АЭС с учетом ранее зарегистрированных СО в отношении соответствующего месяца предшествующего года базовых ограничений.

В случае проведения сезонных испытаний оборудования электростанции, не относящейся к ГЭС или электростанциям, использующим отходы промышленного производства, в случаях и порядке, установленных *Порядком установления соответствия* для учета ограничений, зарегистрированных по результатам сезонного тестирования, в последующих месяцах сезонного периода участник оптового рынка до 15 числа месяца, предшествующего отчетному, направляет в СО заявление о необходимости корректировки базовых ограничений. При этом новая величина базовых ограничений не может быть меньше величины, подтвержденной такими испытаниями.

В случае заявления участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования в каком-либо часу суток X максимума мощности больше согласованной располагаемой мощности, располагаемая мощность в данном часе принимается равной заявленному максимуму.

При этом, базовые ограничения установленной мощности ТЭС и АЭС на какой-либо месяц могут быть скорректированы до величины заявленных участником ограничений при условии подтверждения по данным АИИС КУ факта выработки электроэнергии электростанцией в соответствии с *Порядком установления соответствия*.

6.2.3 Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях неценовых зон оптового рынка

Для целей долгосрочного планирования расчеты ожидаемых ограничений установленной мощности на предстоящий год с разбивкой по генерирующему оборудованию, ГТП генерации и электростанции в целом выполняются участниками оптового рынка в отношении электростанций, по которым ожидаются ограничения мощности в отчетном году.

Технические ограничения на ГЭС должны быть заявлены и согласованы до начала предстоящего года.

Ожидаемые ограничения установленной мощности согласовываются СО по каждому месяцу на основании представленных документов в порядке, установленном *Методическими указаниями по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций* (Приложение 4) и положениями настоящих *Технических требований*.

Для целей подтверждения способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, величины располагаемой мощности ГТП генерации и электростанции в целом определяются СО на основании значений ограничений установленной мощности, актуальных для каждого часа каждых суток отчетного месяца, и соответствующей среднемесячной величины ограничений, согласованных участниками оптового рынка с СО по всем единицам генерирующего оборудования, ГТП генерации и электростанции в целом в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*.

Согласованные СО до начала текущего года ожидаемые ограничения установленной мощности могут быть скорректированы и согласованы по каждому суткам до начала месяца, в котором эти изменения актуальны.

Корректировка ограничений установленной мощности на предстоящий месяц должна быть представлена в СО не позднее 01 числа месяца, предшествующего планируемому, по каждой единице генерирующего оборудования, ГТП и электростанции в целом. СО до начала отчетного месяца согласовывает указанные ограничения или представляет обоснованный отказ.

При наличии ограничений установленной мощности для электростанций, имеющих более одной зарегистрированной ГТП, при наличии ограничений в целом по станции участник не позднее 01 числа месяца, предшествующего планируемому, должен заявить разнесение ограничений установленной мощности по ГТП.

Для ГЭС согласование величин ограничений активной мощности по генерирующему оборудованию, ГТП и электростанции в целом осуществляется СО с учетом имеющейся статистической информации и на основании представленных участником оптового рынка обосновывающих документов.

В случае необходимости СО имеет право запросить у участника оптового рынка следующие данные:

- обосновывающие расчеты ограничений установленной мощности по генерирующему оборудованию, ГТП и электростанции в целом для каждой из причин, их вызывающих;
- перечень мероприятий по сокращению ограничений установленной мощности в отчетном году с указанием среднемесячных значений сокращения ограничений при выполнении каждого из мероприятий;
- анализ проведенных мероприятий по сокращению величины ограничений установленной мощности с указанием их эффективности.

В случае полного либо частичного непредставления запрашиваемых материалов документы на согласование величин ограничений активной мощности в СО не принимаются.

Для ТЭС и АЭС согласование величин ограничений установленной мощности по генерирующему оборудованию, ГТП и электростанции в целом осуществляется в соответствии с *Методическими указаниями по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций* (Приложение 4).

Корректировка ограничений установленной мощности внутри месяца допускается по согласованию с СО, для первой неценовой зоны не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (суток, предшествующих торговым), для второй неценовой зоны до 10 часов хабаровского времени суток X-1 (суток, предшествующих операционным) в отношении генерирующего оборудования ГЭС и электростанций, использующих отходы промышленного производства. Кроме того, корректировка ограничений установленной мощности внутри месяца допускается по согласованию с СО для неблочных ТЭС, имеющих более одной зарегистрированной ГТП, а также для блочных ТЭС, имеющих более одной зарегистрированной ГТП – при наличии ограничений в целом по станции, при условии сохранения суммарной величины ограничений для электростанции в целом, зарегистрированной в установленном порядке до начала месяца.

В случае заявления участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования в каком-либо часу суток X максимума мощности больше согласованной располагаемой мощности, располагаемая мощность в данном часе принимается равной заявленному максимуму.

В случае заявления участником в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования максимума мощности больше согласованной располагаемой мощности двое и более суток подряд СО имеет право пересмотреть ограничения, начиная с первого дня заявления максимума мощности больше согласованной располагаемой мощности и до конца отчетного месяца, и в трехдневный срок уведомить об этом участника оптового рынка.

6.2.4 Требования к определению планового технологического минимума

Технологический минимум блочного генерирующего оборудования – нижний предел регулировочного диапазона в конденсационном режиме, определяемый исходя из требований устойчивости работы блочного оборудования при минимально допустимом составе вспомогательного оборудования и сохранении автоматического регулирования или отдельных регуляторов.

Величина технологического минимума должна быть подтверждена результатами испытаний, проведенных в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9], настоящими *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия*, положениями инструкций по эксплуатации, режимными картами и иными техническими заключениями в отношении соответствующей единицы генерирующего оборудования.

Плановый технологический минимум включенного генерирующего оборудования, отнесенного к блочным ГЕМ, ГТП и электростанции в целом определяется следующим образом:

- для энергоблоков с турбинами типа К (кроме блоков, работающих с подключенными к нерегулируемым отборам бойлерами теплосети), как технологический минимум;
- для энергоблоков с турбинами типа К (работающих с подключенными к нерегулируемым отборам бойлерами теплосети), Т, ПТ и ПГУ, как

максимальная величина из технологического минимума и минимальной нагрузки турбины при работе с заданной нагрузкой отборов по тепловому графику (с минимальным пропуском пара в конденсатор);

- для энергоблоков ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ, как нижний предел регулировочного диапазона с учетом режима отпуска тепла и конструктивных и технологических особенностей, определяющих предельно допустимую минимальную нагрузку по активной мощности. Для остальных энергоблоков ГТУ принимается равным нулю.

Суммарная величина планового технологического минимума блочных ГЕМ электростанции согласовывается СО в установленном порядке до начала месяца исходя из обеспечения прогнозного отпуска тепла минимально возможным составом оборудования, выбираемым по критерию:

- для электростанций, имеющих пиковые водогрейные котлы, – с учетом максимально возможного для данных расчетных условий отпуска тепла от водогрейной части;
- для электростанций, в состав которых входят энергоблоки ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ, – по заявке собственника;
- для остальных электростанций – обеспечение наименьшей величины планового технологического минимума.

Суммарная величина планового технологического минимума по результатам распределения тепловых нагрузок всех блочных ГЕМ электростанции определяется как сумма согласованных плановых технологических минимумов блочных ГЕМ.

СО до начала отчетного месяца согласовывает указанные плановые технологические минимумы блочных ГЕМ или представляет обоснованный отказ. Документы для согласования плановых технологических минимумов блочных ГЕМ должны быть представлены в СО до 01 числа месяца, предшествующего планируемому, по электростанции в целом, ГТП и каждой единице генерирующего оборудования.

Согласование величин планового технологического минимума по генерирующему оборудованию, ГТП и электростанции в целом осуществляется СО с учетом имеющейся статистической информации и на основании представленных

участником оптового рынка обосновывающих документов. В случае необходимости СО имеет право запросить у участника оптового рынка следующие данные:

- сведения о фактических изменениях технологического минимума и минимальной паропроизводительности в предшествующем и предстоящем году с указанием причин, значений и прогнозируемых дат изменений технологического минимума в отношении реконструируемых агрегатов;
- показатели, характеризующие ожидаемые условия и режимы эксплуатации, влияющие на величину планового технологического минимума;
- обосновывающие расчеты планового технологического минимума по электростанции в целом, ГТП и единицам генерирующего оборудования.

Для блочных ГЕМ корректировка планового технологического минимума внутри месяца допускается по согласованию с СО, не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (суток, предшествующих торговым), для второй неценовой зоны не позднее 10 часов хабаровского времени суток X-1 (суток, предшествующих операционным) внутри ГТП (а для электростанций, имеющих более одной зарегистрированной ГТП – и между ГТП) при наличии суммарного планового технологического минимума, согласованного в целом по блочным ГЕМ станции, при условии сохранения суммарной величины планового технологического минимума блочных ГЕМ для электростанции в целом.

Для блочных ГЕМ в случае уведомления участником оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2, для второй неценовой зоны не позднее 10 часов хабаровского времени суток X-1, об уменьшении в каком-либо часу суток X минимума мощности меньше согласованного планового технологического минимума, плановый технологический минимум в данном часе принимается равным заявленному минимуму с соответствующей корректировкой согласованного планового технологического минимума, но не менее технологического минимума.

В случае заявления участником минимума мощности меньше согласованного планового технологического минимума двое и более суток подряд СО имеет право пересмотреть согласованный плановый технологический минимум, начиная с первого дня заявления минимума мощности меньше согласованного планового

технологического минимума и до конца отчетного месяца, и в трехдневный срок уведомить об этом участника оптового рынка.

Для генерирующего оборудования АЭС, диапазон внутрисуточного регулирования которых определяется значением минимального технологического уровня включенной мощности энергоблоков, в качестве планового технологического минимума принимается значение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации, заявленное участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток X-1), и согласованное СО.

6.3. Требования к определению плановой максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

6.3.1. Определение плановой максимальной мощности

Плановая величина максимальной мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП, готового к несению нагрузки, определяется как значение располагаемой мощности, уменьшенной на величину согласованного ремонтного снижения мощности.

Годовой график ремонтов с указанием периода и объема ремонтов и консервации с учетом всех видов ремонтов, а также технического обслуживания и проведения испытаний, утверждается СО по каждому месяцу до 30 сентября года, предшествующего отчетному, в соответствии с *Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации* [12] и настоящими *Техническими требованиями*.

До 01 декабря года, предшествующего отчетному, СО, на основании предварительно заявляемых Участниками оптового рынка данных, согласовывает объемы ремонтного снижения мощности по каждой ГТП электростанции, обусловленные проведением плановых ремонтных работ на оборудовании (плановых ремонтов) по каждому месяцу периода ремонтов, соответствующих утвержденному СО годовому графику ремонтов.. Расчет объемов ремонтного снижения мощности

выполняется с учетом *Методических рекомендаций по расчету ремонтных снижений электростанций* (Приложение 8).

В случае утверждения в составе перечня участников оптового рынка, допущенных к торговле электрической энергией и мощностью на соответствующий месяц, изменений, связанных с изменением состава ГТП, плановые объемы ремонтного снижения мощности на соответствующий год в отношении ГТП уточняются, начиная с соответствующего месяца, с учетом отнесения среднемесячных ремонтных снижений к ГТП в соответствии с фактическим составом ГТП в каждом месяце года.

Для своевременного учета ремонтов на этапах месячного, недельного и суточного планирования режимов работы энергосистемы СО в соответствии с *Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации* [12] не позднее 24 числа месяца, предшествующего планируемому, утверждает месячные графики ремонтов основного оборудования, оборудования, влияющего на выдачу мощности, общестанционного и вспомогательного оборудования электростанций, сформированные на основании утвержденных СО годовых графиков ремонтов. Предложения участников оптового рынка для формирования месячных графиков ремонтов подлежат представлению СО до 01 числа месяца, предшествующего планируемому.

При включении в годовые и месячные графики ремонтов консервации энергетического оборудования, соответствующие им объемы снижения мощности учитываются в качестве заявленных ограничений мощности.

Корректировки утвержденных СО месячных графиков ремонтов осуществляются в случаях, предусмотренных *Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации* [12].

Указанные графики ремонтов используются СО для целей регистрации согласованного снижения располагаемой мощности в соответствии с *Порядком установления соответствия*.

Инициированные участником оптового рынка изменения плановых сроков ремонтов, замещение плановых ремонтов одного оборудования ремонтами другого, изменение статуса ремонта (переводы из неплановых и аварийных ремонтов в текущий, средний или капитальный) и т.п. осуществляются только для целей

внутримесячного планирования режимов работы энергосистемы и при регистрации согласованного снижения располагаемой мощности учитываются как неплановые изменения.

Регистрация величины согласованного снижения мощности по каждому суткам отчетного периода осуществляется СО в отношении генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации на основании следующих данных:

- утвержденных СО месячных графиков ремонтов основного и вспомогательного оборудования с указанием вида ремонта и его плановой продолжительности;
- уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных участниками оптового рынка не позднее 16-30 московского времени суток Y-4 (в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5]);
- уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных участниками оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2, для второй неценовой зоны не позднее 10 часов хабаровского времени суток X-1 (в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* [4]);
- согласованных СО диспетчерских заявок на вывод в ремонт основного и вспомогательного оборудования, поданных в соответствии с *Положением о порядке оформления, подачи и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации* (далее *Положение о диспетчерских заявках*) [13];
- оперативных уведомлений участников оптового рынка о вынужденных изменениях состава и/или параметров оборудования и/или режимов работы оборудования, поданных в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*;
- величин ремонтного снижения мощности, рассчитанных с учетом возможности наложения по времени графиков ремонтов основного и вспомогательного оборудования и сниженных на величину ограничений, приходящихся на выводимое в ремонт оборудование.

Участник оптового рынка обязан уведомить СО о составе и параметрах генерирующего оборудования в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* [4] и *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [5].

6.3.2. Требования к определению плановой максимальной мощности и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

На основании данных уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования с учетом согласованных ограничений, разрешенных диспетчерских заявок и оперативных уведомлений, СО определяет почасовые значения плановой величины максимальной мощности по каждой ГТП и величины снижения максимальной мощности по ГТП, в том числе ремонтного, а также почасовые значения плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования и величины увеличения технологического минимума.

В уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, диспетчерских заявках и оперативных уведомлениях определяются эксплуатационное состояние генерирующего оборудования и снижения максимальной мощности и/или увеличения технологического минимума, соответствующие данному эксплуатационному состоянию. Квалификацию снижений максимальной мощности и увеличений технологического минимума СО осуществляет в соответствии с Порядком установления соответствия на основании всей имеющейся в распоряжении информации.

6.4. Требования к максимальной мощности, заявляемой участниками оптового рынка при подаче ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед

Подача ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед осуществляется в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок Участниками оптового рынка*.

Участники оптового рынка при подаче ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед должны указывать в ценовой заявке максимальное значение количества в основных парах «цена – количество» в часовой

подзаявке на час h равной максимальной мощности включенного оборудования, указанной в актуализированной расчетной модели.

6.5. Требования к определению максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

Уточненная величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и/или минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, согласованная СО не позднее, чем за 4 часа до часа фактической поставки, определяется в соответствии с п. 6.3 настоящих *Технических требований* и соответствует составу оборудования, ожидаемому на час фактической поставки. Уточненная величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, определяется с учетом оборудования, находящегося в холодном резерве. Основанием для уточнения величины максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и/или минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, является разрешенная диспетчерская заявка на изменение состояния или параметров оборудования, поданная СО не позднее, чем за 4 часа до часа фактической поставки, или оперативное уведомление, поданное в соответствии с настоящими *Техническими требованиями*.

Любое изменение состава оборудования в час фактической поставки, в т.ч. по турбогенераторам и котлоагрегатам неблочной части ТЭС, активная нагрузка которых обусловлена режимами теплофикации, а также оборудования, находящегося в холодном резерве, должно быть согласовано с СО. Величина мощности оборудования, не соответствующая составу, заданному СО на час фактической поставки, определяется на каждый час суток и соответствует сумме установленных мощностей оборудования включенного, не отключенного, не включенного и отключенного, а также переведенного в ремонт из холодного резерва, без согласования с СО.

Фактическая величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, определяется на каждый час суток и соответствует сумме включенной мощности ГТП и мощности генерирующего оборудования ГТП, находящегося в холодном резерве, определенной с учетом фактических ограничений максимальной мощности.

Соблюдение участником оптового рынка заданного СО состава и параметров генерирующего оборудования подтверждается в том числе отсутствием допущенных

участником оптового рынка по собственной инициативе отклонений объемов фактического производства электрической энергии от плановых в соответствующей ГТП на величину более 15 МВт·ч и величину, соответствующую выработке электрической энергии с использованием 5% установленной мощности соответствующего генерирующего оборудования.

Фактическая величина минимальной мощности включенного генерирующего оборудования определяется на каждый час суток и соответствует минимальной мощности ГТП, определенной с учетом фактических технологических ограничений минимума для блочных ГЕМ исходя из состава фактически включенного генерирующего оборудования в час поставки.

Участник оптового рынка имеет право уведомить СО о вынужденных изменениях состава и/или параметров оборудования и/или режима работы оборудования при помощи устного или электронного оперативного уведомления. Оперативные уведомления подаются участниками оптового рынка в соответствии с *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* [7]. В течение 4 часов после подачи оперативного уведомления участник оптового рынка должен подать диспетчерскую заявку на заявленное в оперативном уведомлении изменение состава и/или параметров оборудования и/или режима работы оборудования. В случае соответствия диспетчерской заявки оперативному уведомлению временем подачи диспетчерской заявки признается время подачи оперативного уведомления. В случае если оперативное уведомление не соответствует предъявляемым настоящим пунктом требованиям, в том числе по порядку и условиям его подтверждения диспетчерской заявкой, то такое оперативное уведомление для целей настоящих *Технических требований* и *Порядка установления соответствия* не учитывается.

В случае, если решение СО о переносе заявленного срока реализации диспетчерских заявок на изменение состава и/или параметров оборудования и/или режима работы оборудования доведено до участника оптового рынка после 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (для второй неценовой зоны не позднее 10 часов хабаровского времени суток X-1) и участник оптового рынка не позднее чем за 4 часа до часа фактической поставки подал скорректированное оперативное уведомление, учитывающее решение СО о переносе заявленного срока реализации

диспетчерской заявки, временем подачи скорректированного уведомления признается время подачи последнего по состоянию на 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (для второй неценовой зоны не позднее 10 часов хабаровского времени суток X-1) уведомления о составе и параметрах оборудования. Данное правило применяется при условии подачи участником ОРЭ диспетчерских заявок в регламентные сроки, определенные *Положением о диспетчерских заявках* [13] соответствующего диспетчерского центра СО.

6.6. Требования к соблюдению нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования

В случае включения в сеть генерирующего оборудования из резерва по команде диспетчера в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, время включения в сеть (синхронизации) не должно превышать нормативное совокупное максимально допустимое время до включения в сеть, определенное в соответствии с Приложением 5 к настоящим *Техническим требованиям* с учетом исходного теплового состояния оборудования в зависимости от времени нахождения в резерве. В случае отсутствия установленного норматива включения в сеть генерирующего оборудования, время включения в сеть не должно превышать время, согласованное СО.

Участник оптового рынка, в течение одного часа после получения соответствующей команды, имеет право подать СО оперативное уведомление о вынужденных отступлениях от нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования. В таком случае, решение о включении данного генерирующего оборудования в сеть принимается СО, исходя из режимных условий.

Фактическое время включения в сеть генерирующего оборудования определяется СО в соответствии с *Порядком установления соответствия*.

Для энергоблоков ТЭС, не указанных в Приложении 5 к настоящим *Техническим требованиям*, до момента установления соответствующих нормативов продолжительности времени пуска таких энергоблоков из различных тепловых состояний, в качестве согласованной величины необходимо учитывать время, согласованное СО в рамках процедуры подачи заявок на продажу мощности для целей участия в конкурентном отборе мощности соответствующих ГЕМ.

6.7. Требования к определению скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании изменения потребления

Номинальные значения скорости набора и скорости сброса нагрузки единиц генерирующего оборудования, отнесенных к блочным ГЕМ, устанавливается СО на основании данных, представленных участниками оптового рынка, в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [9], настоящими *Техническими требованиями* и *Порядком установления соответствия*.

Генерирующее оборудование участника оптового рынка должно находиться в постоянной готовности к неоднократному участию в суточном регулировании изменения потребления с номинальными значениями скорости набора и скорости сброса нагрузки на полном диапазоне регулирования активной мощности в соответствии с представленными данными.

На основании заявленных участником в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования значений скорости набора и скорости сброса нагрузки СО определяет максимально допустимые скорости набора/сброса нагрузки.

В случае выявления несоответствия друг другу величин скоростей набора/сброса нагрузки определенных по результатам тестирования генерирующего оборудования для целей аттестации или предоставленных участниками оптового рынка Коммерческому оператору (по форме 12, указанной в приложении 1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка) (учтенных в единой расчетной модели ЕЭС России), в качестве номинального значения скоростей набора и сброса нагрузки при контроле готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии принимается максимальная из указанных величин.

7. Требования к обмену телеинформацией

В целях обеспечения готовности генерирующего оборудования к выработке на конкурентных условиях электрической энергии участники оптового рынка (поставщики электрической энергии и мощности в отношении ГТП и участники с регулируемым потреблением) обязаны выполнять требования к системе связи, обеспечивающей передачу данных в СО, установленные Приложением 2 к

Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка [3] и Приложением 3 к Регламенту оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России [7].

Список сокращений и обозначений

АРС	– автоматический регулятор скорости
АРЧМ	– автоматический регулятор частоты и мощности
АВРЧМ	– автоматическое вторичное регулирование частоты
АЭС	– атомная электростанция
БЛ	– энергоблок паросиловой, энергоблок атомный
Г	– генератор
ГА	– гидроагрегат
ГПП	– секция главных паропроводов
ГР	– градирня
ГРАМ	– система группового регулирования активной мощности
ГРП	– газораспределительный пункт
ГТП	– группа точек поставки
ГТ	– газовая турбина
ГТУ	– газотурбинная установка
ГЭС	– гидроэлектростанция
ДКС	– дожимная компрессорная станция
ТР	– блочный трансформатор (трансформаторная группа)
ДПР	– диапазон первичного регулирования
КРМ	– котельный регулятор мощности
КУ	– котел-утилизатор
НПРЧ	– нормированное первичное регулирование частоты
НТД	– нормативно-техническая документация электростанции
ОИК	– оперативно-информационный комплекс
ОПРЧ	– общее первичное регулирование частоты
ПГУ	– парогазовая установка
ПК	– паровой котел (корпус парового котла)
ПТ	– паровая турбина
РГЕ	– режимная генерирующая единица
РЧВ	– регулятор частоты вращения
СТВ	– система технического водоснабжения

СПР	– система первичного регулирования
ТА	– турбоагрегат
ТГ	– турбогенератор
ТЭС	– тепловая электростанция
ЦВД	– цилиндр высокого давления.
ЦСД	– цилиндр среднего давления
ЦППС	– центральная приемо-передающая станция
ЦВ	– циркуляционный водовод
ЦНС	– циркуляционные насосные станции (циркуляционные насосы).
ЧК	– частотный корректор

Типы турбоагрегатов:

- турбоагрегат с конденсатором – тип «К»
- турбоагрегат с конденсатором и регулируемым теплофикационным отбором пара – тип «Т»
- турбоагрегат с конденсатором и регулируемым производственным отбором пара – тип «П»
- турбоагрегат с конденсатором и регулируемыми теплофикационным и производственным отборами пара – тип «ПТ»
- турбоагрегат без конденсатора (с противодавлением) – тип «Р»
- турбоагрегат без конденсатора с регулируемым производственным отбором пара – тип «ПР»
- турбоагрегат без конденсатора с регулируемым теплофикационным отбором пара – тип «ТР»
- турбоагрегат без конденсатора с регулируемыми производственным и теплофикационным отборами пара – тип «ПТР»

Список регламентирующих документов

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 «Правила оптового рынка электрической энергии и мощности».
2. Договор присоединения к торговой системе оптового рынка.
3. Приложение № 1 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламент допуска к торговой системе оптового рынка»;
4. Приложение № 3 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламент актуализации расчетной модели»;
5. Приложение № 4 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи уведомлений участниками оптового рынка»;
6. Приложение № 5 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка»;
7. Приложение № 9 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России»;
8. Приложение № 13 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности»;
9. Приложение № 19.2 к Договору присоединения к торговой системе оптового рынка «Регламент аттестации генерирующего оборудования»;
10. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 19.07.2003 № 229 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ)».
11. Регламенты безопасной эксплуатации АЭС:
 - Типовой технологический регламент по эксплуатации АЭС с реактором РБМК-1000;
 - Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-440;
 - Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000.

12. Постановление Правительства Российской Федерации от 27.07.2007 № 484 «Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации».
13. Положение о порядке оформления, подачи и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.
14. Регламент формирования в СО годовых и месячных ремонтов ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ.
15. Общие технические требования для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ.

Приложение 1

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

ПЕРЕЧЕНЬ ОПРЕДЕЛЕНИЙ

АТС - Администратор торговой системы (ОАО «АТС»)	Открытое акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электрической энергии Единой энергетической системы».
Атомная станция (АЭС)	Электростанция, преобразующая энергию деления ядер атомов в электрическую энергию или электрическую энергию и тепло [ГОСТ 19431-84].
Блок (энергоблок)	Энергоблоком называется энергетический котел (парогенератор), представленный одним или двумя корпусами, и жестко привязанная к нему турбина (или несколько турбин) с находящимся с ней на одном валу электрическим генератором (несколькими генераторами, по числу турбин). Изменение топологии подключения турбин к энергетическим котлам внутри блока конструктивно невозможно. Активная мощность, которую способен развивать блок, определяется количеством включенных в работу корпусов энергетических котлов.
Включенный резерв мощности – Горячий резерв	Резервная мощность работающих в данное время агрегатов, которая может быть использована немедленно [ГОСТ 21027-75]
Вторичное регулирование	Процесс изменения активной мощности энергоустановок под воздействием централизованной системы автоматического регулирования частоты и мощности (центрального регулятора) или по команде диспетчерского центра. [СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005].
Вынужденный режим	Технологические параметры работы генерирующих мощностей в теплофикационном режиме, системных генераторов, атомных электростанций, а также гидроэлектростанций в условиях технологического пропуска воды.
Гидроэлектростанция (ГЭС)	Электростанция, преобразующая механическую энергию воды в электрическую энергию [ГОСТ 19431].
Генерирующее оборудование (ГО)	Оборудование электростанций, предназначенное для производства электрической энергии.
Готовность генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электрической энергии	Соответствие генерирующего оборудования участников оптового рынка комплексу требований в части определения готовности к несению нагрузки: а) способность к выработке электроэнергии в соответствии с заданным СО режимом работы и участием в регулировании активной мощности;

	б) предоставление диапазона регулирования реактивной мощности;
	в) участие гидроэлектростанций во вторичном регулировании частоты и перетоков активной электрической мощности;
	г) участие в общем первичном регулировании частоты электрического тока.
Группа точек поставки (ГТП)	Определяемая СО и АТС в соответствии с Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности совокупность, состоящая из одной или нескольких точек поставки, относящихся к одному узлу расчетной модели и (или) к единому технологически неделимому энергетическому объекту, ограничивающая территорию, в отношении которой покупка или продажа электрической энергии (мощности) на оптовом рынке осуществляются только данным Участником оптового рынка. Точки поставки могут объединяться в группу точек.
Группа генерирующих агрегатов	Совокупность генерирующих агрегатов, объединенных общими технологическими факторами, которые могут привести к возникновению ограничений установленной мощности (снижению располагаемой мощности)
Группа точек поставки генерации	Группа точек поставки, для которой сальдо перетоков может быть только отрицательным (генерирующим) за любой период времени.
Групповой объект управления (ГООУ)	Совокупность одной или нескольких групп точек поставки, в отношении которой СО отдаются и фиксируются команды на изменение режима работы.
Данные	Информация, представленная в формализованном виде, пригодном для передачи, интерпретации или обработки с участием человека или автоматическими средствами [ГОСТ 34.320].
Диспетчерское ведение	Организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром [Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854].
Диспетчерский график	Заданное СО по каждому объекту управления значение активной мощности на момент окончания часа (середины получаса – для второй неценовой зоны).
Диспетчерский центр	Структурное подразделение организации - субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в

пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы [Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854].

Диспетчерское управление	Организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние указанных объектов или установок изменяются только по оперативной диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра [Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854].
Единица генерирующего оборудования (ГО) Интернет – сайт СО	Энергетический блок, котлоагрегат или турбина, по которым имеются отдельные паспортные характеристики. Специализированный web-сайт, обслуживаемый территориальным подразделением СО в соответствии с требованиями Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка.
Коммерческий оператор (КО)	Открытое акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергетики» ОАО «АТС», выполняющее функцию по организации торговли на оптовом рынке, связанную с заключением и организацией исполнения сделок по обращению электрической энергии, мощности и иных объектов торговли, обращение которых допускается на оптовом рынке.
Модернизация генерирующего оборудования	Изменение конструкции и параметров действующего генерирующего оборудования, в том числе путем замены составных частей основного энергетического оборудования (котлоагрегата, реакторной установки, турбоустановки, генератора), обеспечивающее улучшение технических показателей, повышение надежности, снижение энергетических, материальных затрат и трудовых ресурсов при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте модернизируемого генерирующего оборудования.
Мощность максимальная (технический максимум)	Наибольшая активная электрическая мощность, с которой оборудование может длительно работать по технологическим условиям работы.
Мощность минимальная (технический минимум)	Минимально-необходимая активная электрическая мощность, обеспечивающая безопасное для оборудования (турбина; генератор), потребителя, персонала состояние работы без останова технологического процесса.
Мощность максимальная плановая	Плановая величина максимальной мощности генерирующего оборудования, ГТП и электростанции в целом, готовой к несению нагрузки, определяется как значение располагаемой мощности, уменьшенной на

		величину ремонтного снижения мощности.
Мощность располагаемая		Располагаемая мощность энергоустановки определяется как максимальная технически возможная мощность с учетом согласованных ограничений установленной мощности и допустимого превышения над номинальной мощностью отдельных типов турбоагрегатов.
Мощность рабочая		Часть максимально доступной мощности объектов по производству электрической и тепловой энергии, за исключением мощности объектов электроэнергетики, выведенных в установленном порядке в ремонт и из эксплуатации.
Мощность установленная (номинальная)		Активная электрическая мощность, с которой электроустановка может работать неограниченное время, при номинальных основных параметрах, в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование.
Надежность		Свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортирования.
Невключенный резерв мощности – Холодный резерв		Мощность неработающих исправных агрегатов электростанций [ГОСТ 21027-75]
Нормальный режим работы энергосистемы		Режим работы энергосистемы, при котором обеспечивается снабжение электроэнергией всех потребителей при поддержании ее качества в установленных пределах [ГОСТ 21027-75].
Общее первичное регулирование		Общее первичное регулирование – первичное регулирование, осуществляемое всеми электростанциями в пределах имеющихся в настоящий момент времени резервов первичного регулирования и имеющее целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирование электростанций при аварийных отклонениях частоты [СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005].
Ограничение мощности		Значение вынужденного недоиспользования установленной мощности генерирующего агрегата. Снижение мощности из-за ремонтных работ в ограничение мощности не включают. [ГОСТ 19431-84].
Ограничение мощности общегрупповое		Значение вынужденного недоиспользования установленной мощности группы генерирующих агрегатов, обусловленное влиянием факторов, распространяющих свое действие одновременно на все входящие в данную группу генерирующие агрегаты.
Ограничение мощности собственное		Значение вынужденного недоиспользования установленной мощности электроустановки, обусловленное влиянием факторов, распространяющих свое действие только на данный генерирующий агрегат.

Оперативно-информационный комплекс (ОИК)	Программно-аппаратный комплекс, предназначенный для надежного получения данных о текущем режиме энергетической системы (единой, объединенной), высокопроизводительной обработки поступающей информации и выдачи оперативному персоналу всех изменений режима, состояния оборудования и аварийно-предупредительных сообщений в темпе поступления информации [ПТЭ].
Операционная диспетчерского управления	зона Территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр [Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 г. № 854].
Оптовый рынок	Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности), определенный статьей 1 Федерального закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» от 14.04.1995 № 41-ФЗ.
Отчетный период	Промежуток времени, который включает происшедшие на его протяжении или относящиеся к нему факты в части оценки готовности генерирующего оборудования участника рынка к выработке электроэнергии – календарный год, календарный месяц, операционные сутки X.
Первичное регулирование	Процесс изменения активной мощности энергоустановок под воздействием систем первичного регулирования, вызванный изменением частоты [СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005].
Порядок установления соответствия	Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям, утвержденный СО.
Регламенты оптового рынка	Неотъемлемые приложения к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, определяющие правила и процедуры взаимодействия субъектов оптового рынка, разрабатываемые и утверждаемые Наблюдательным советом НП «Совет рынка».
Реконструкция генерирующего оборудования	Изменение конструкции и параметров действующего генерирующего оборудования, сопряженное с монтажом дополнительного генерирующего оборудования, включаемого в единый технологический комплекс по производству электроэнергии и мощности), и (или) с демонтажем действующего основного энергетического оборудования (котлоагрегата, реакторной установки, турбоустановки, генератора) и его заменой на новое оборудование, обеспечивающее улучшение технических показателей, повышение надежности, снижение

Силовые агрегаты	<p>энергетических, материальных затрат и трудовых ресурсов при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте реконструируемого генерирующего оборудования.</p> <p>Силовыми агрегатами блочных частей электрических станций являются блоки.</p> <p>Силовыми агрегатами неблочных частей электрических станций являются энергетические котлы (котлоагрегаты), связанные между собой поперечными связями (по воде и пару), и привязанные к поперечным связям по пару турбины, с находящимися с ними на одном валу электрическими генераторами. Конструктивное исполнение неблочных частей электростанций как правило позволяет менять топологию присоединения котлов и турбин. Активная мощность ($N_{\text{мин}}$ и $N_{\text{макс}}$), которую способны развивать неблочные части электростанций, определяется либо включенными энергетическими котлами, либо – турбинами.</p>
Системные ограничения	Недостаток пропускной способности электрических связей, определяющих режим работы и уровень нагрузок электростанций.
Системный оператор (СО)	Открытое акционерное общество «Системный оператор ЕЭС России» (СО), выполняющее функцию системного оператора Единой энергетической системы России.
Сутки X	Операционные сутки, обозначение суток реализации сделок, заключенных по результатам конкурентного отбора на сутки вперед.
Сутки Y	Первые операционные сутки периода, на который СО осуществляет выбор состава оборудования (для целей подтверждения готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии за сутки Y принимается суббота текущей недели).
Тепловая станция (ТЭС)	Электростанция, преобразующая химическую энергию топлива в электрическую энергию или электрическую энергию и тепло [ГОСТ 19431].
Территориальное подразделение СО	Структурное подразделение СО (Оперативное диспетчерское управление – ОДУ или региональное диспетчерское управление – РДУ), осуществляющее оперативно - диспетчерское управление генерирующими объектами и потребителями с регулируемой нагрузкой в энергосистеме в соответствии с их технологической и территориальной зонах диспетчерской ответственности.
Технические требования	Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка, утвержденные СО.
Технологический web-сайт Системного оператора	Специализированный web-сайт, создаваемый СО в соответствии с требованиями Правил оптового рынка электроэнергии переходного периода.

Условно-постоянные параметры расчетной модели	Данные, введенные в расчетную модель, состав и значение которых изменяется относительно редко и не подлежит ежедневной актуализации.
Условно-переменные (актуализируемые) параметры расчетной модели	Данные, введенные в расчетную модель, состав и значения которых могут изменяться в суточном и почасовом разрезе и поэтому подлежат ежедневной актуализации СО.
Уточненный диспетчерский график (УДГ)	Диспетчерский график нагрузки активной мощности генерации или потребления (потребителей с регулируемой нагрузкой), определяемый оперативным диспетчерским персоналом на этапе управления режимами на внутрисуточных интервалах времени.
Участник оптового рынка	Поставщик электрической энергии и мощности (генерирующие компании или организация, имеющая право продажи производимой генерирующими компаниями электрической энергии (мощности), и покупатель электрической энергии и мощности (энергосбытовая организация, крупный потребитель электрической энергии, гарантирующий поставщик, организация, осуществляющая экспортно-импортные операции), получивший статус субъектов оптового рынка и право участия в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке.
Электроустановка	Энергоустановка, предназначенная для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии [ГОСТ 19431].
Электростанция	Энергоустановка или группа энергоустановок для производства электрической энергии или электрической энергии и тепла [ГОСТ 19431].
Энергоустановка	Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии [ГОСТ 19431].

Приложение 2

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты

1. Общие положения

1.1. Настоящие Методические рекомендации по проверке готовности ТЭС к первичному регулированию частоты (далее *Методика проверки ТЭС*) содержат рекомендации по упрощенной методике проведения контрольных испытаний энергоблоков и ТЭС с общим паропроводом с целью определения их готовности к участию в первичном регулировании частоты в ЕЭС России.

1.2. Готовая к первичному регулированию частоты в соответствии с ПТЭ электростанция, энергоблок должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1.2.1. Совокупность энергетического и вспомогательного оборудования, технологической автоматики энергоблока, электростанции, используемые режимы их эксплуатации должны позволять в пределах установленного регулировочного диапазона нагрузок поддерживать диапазон первичного регулирования (ДПР) величиной до 20% номинальной мощности.⁴

1.2.2. При однократном изменении мощности турбоагрегата в пределах ДПР на $\pm 10\%$ номинальной под воздействием регулятора частоты вращения (АРС) переходный процесс должен укладываться в границы, установленные настоящей *Методикой проверки ТЭС*, а новая заданная мощность должна поддерживаться всем энергетическим оборудованием и технологической автоматикой энергоблока, электростанции неограниченное время. В течение переходного процесса и далее при

⁴ В полной мере этот диапазон будет использоваться эпизодически при аварийных режимах в энергосистеме. В нормальных условиях работы качество регулирования частоты в ЕЭС России обеспечивает выполнение требований «Норматива допустимых минимальных уровней и скоростей изменения нагрузок энергоблоков тепловых электростанций РАО «ЕЭС России» (неплановые изменения нагрузки в пределах $\pm 7\%$ номинальной).

поддержании нового значения мощности технологические параметры режима работы энергоустановки не должны отклоняться за допустимые пределы.

При повторных изменениях мощности турбоагрегата под воздействием АРС в пределах ДПР с интервалом не менее 10 минут в любом направлении мощность энергоблока, электростанции должна успевать стабилизироваться и удерживаться на новом заданном значении до следующего изменения. Переходный процесс после каждого изменения мощности также должен укладываться в границы, установленные настоящей *Методикой проверки ТЭС*, а параметры режима работы энергоустановки не должны отклоняться за допустимые пределы.

1.2.3. При выходе мощности турбоагрегата под воздействием АРС за пределы ДПР средства технологической автоматики не должны допускать нарушений нормального режима работы энергоустановки либо угрозы ее аварийного останова.

1.2.4. Автоматический регулятор частоты вращения турбины должен постоянно контролировать режим работы турбоагрегата, обеспечивая устойчивость работы и участие турбоагрегата в первичном регулировании частоты путем автоматического изменения мощности при изменении частоты его вращения в соответствии с предусмотренными ПТЭ характеристиками.

Режимы работы оборудования, при которых автоматический регулятор частоты вращения турбоагрегата не может выполнять своих функций, не должны допускаться.

Частотные корректоры регуляторов мощности любых типов должны лишь помогать работе регулятора частоты вращения турбины, не заменяя его и не ухудшая его статических и динамических характеристик.

1.2.5. Технологическая автоматика котла и турбины должна способствовать эффективной работе АРС турбины путем своевременного изменения их нагрузки в целях поддержания нового заданного значения активной мощности в процессе первичного регулирования частоты без отклонения параметров технологического процесса за допустимые пределы.

1.2.6. В соответствии с ПТЭ в инструкциях оперативному персоналу электростанций, энергоблоков должны быть даны указания по обеспечению участия и о методах контроля участия электростанций в первичном регулировании частоты.

Оперативный персонал электростанции должен быть обучен методам контроля и управления энергоустановкой, участвующей в первичном регулировании частоты,

как в нормальных, так и в аварийных условиях. В частности, поддержанию заданного первичного диапазона регулирования в обоих направлениях изменения мощности от заданного диспетчерским графиком значения, методам управления оборудованием при выходе мощности за пределы ДПР и т.п.

Возможность такого участия и контроля должна быть обеспечена техническими средствами.

1.3. Контрольные испытания проводятся после завершения работ по подготовке энергоустановок к участию в первичном регулировании частоты. Настоящая *Методика проверки ТЭС* определяют содержание, порядок и способы оценки результатов контрольных испытаний.

Поскольку контрольные испытания в промышленных условиях должны проводиться силами АО-энерго и электростанций, методика их проведения существенно упрощена, количество измеряемых параметров сведено к минимуму, а готовность энергоустановки к участию в первичном регулировании определяется по ограниченному количеству наиболее характерных показателей, а именно:

- соответствие характеристик регулятора частоты вращения турбины требованиям ПТЭ;
- соответствие переходных процессов активной мощности и давления свежего пара перед турбиной (в общем паропроводе), полученных при испытаниях, требованиям, изложенным в настоящей *Методике проверки ТЭС*.

2. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО МЕТОДИКЕ ПРОВЕДЕНИЯ КОНТРОЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ

2.1. Контрольные испытания энергоустановки на готовность к участию в первичном регулировании частоты (ПРЧ) включают в себя:

- испытания системы регулирования частоты вращения каждой турбины;
- комплексные испытания энергоблока, очереди ТЭС с общим паропроводом.

2.2. Для всех турбин должны быть представлены следующие характеристики системы регулирования, определенные не позднее одного года до даты проведения контрольных испытаний в соответствии с п. 8 «Методических указаний по проверке и

испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин: МУ 34-70-062-83» (М.: СПО ОРГРЭС, 1991):

- статическая характеристика;
- зона нечувствительности по частоте;
- степень неравномерности по частоте (общая и местные максимальная и минимальная);
- время непрерывного полного хода регулирующих клапанов турбины (РК) при воздействии на механизм управления турбиной (МУТ) в сторону открытия и закрытия (на остановленной турбине).

2.3. Комплексные испытания проводятся на каждом энергоблоке и каждой очереди ТЭС с общим паропроводом, исключая энергоустановки, по тем или иным причинам освобожденные от участия в первичном регулировании частоты.

На энергоустановках до проведения комплексных испытаний должны быть:

- выполнены мероприятия, обеспечивающие соответствие характеристик АСР турбины требованиям ПТЭ;
- выведены из эксплуатации любые автоматические устройства, препятствующие действию регулятора частоты вращения турбин в нормальных режимах работы оборудования (регуляторы давления «до себя» и регуляторы положения РК турбины при работе на скользящих параметрах, если они не входят в состав системы регулирования мощности и на них не подается сигнал от частотного корректора, и т.п.);
- введены в постоянную эксплуатацию системы автоматического регулирования нагрузки котлов (АСРК), получающие прямо или косвенно (например, по давлению свежего пара) задание на изменение паропроизводительности при отклонениях частоты в энергосистеме от нормы.

Выполнение указанных требований обеспечивается, в частности, при использовании схем, рекомендованных в Информационном письме ИП-06-2000 (Э) «О мероприятиях по выполнению на электростанциях требований ПТЭ по регулированию частоты» (М.: СПО ОРГРЭС, 2000):

- для энергоблоков с прямоточными котлами: типовой системы управления мощностью САУМ-1 или ее упрощенного варианта САУМ-У;
- на энергоблоках с барабанными котлами: САУМ-2 или ее упрощенного варианта без регулятора мощности на турбине (на турбине — свободный АРС, на котле — АСРК, поддерживающая давление пара перед турбиной);
- на ТЭС с поперечными связями: главного регулятора давления пара в общем паропроводе, воздействующего на АСРК всех или части котлов, на турбинах — свободные АРС.

2.4. Комплексные испытания проводятся по рабочей программе, утвержденной главным инженером электростанции. Программа комплексных испытаний должна быть, кроме того, согласована с СО.

2.5. Комплексные испытания проводятся в двух диапазонах нагрузок:

при 90 — 100% номинальной и вблизи нижнего предела регулировочного диапазона. На ТЭС с общим паропроводом испытания должны проводиться при работе турбоагрегатов, суммарная номинальная мощность которых составляет не менее 70% номинальной мощности турбоагрегатов данной очереди ТЭС.

На каждой нагрузке должны быть получены представительные графики переходных процессов по активной мощности и давлению пара перед турбиной каждого энергоблока, по суммарной активной мощности работающих турбоагрегатов и давлению пара в общем паропроводе данной очереди ТЭС при возмущающих воздействиях в сторону увеличения и уменьшения нагрузки на $\pm 10\%$ номинальной. Перед каждым опытом основные технологические параметры и расходы сред на котлах и турбинах должны быть стабилизированы и в течение 5-10 минут до нанесения возмущения не должны изменять своих значений.

2.6. При проведении комплексных испытаний возмущающие воздействия по нагрузке формируются следующим образом:

2.6.1. На энергоблоках, в системах автоматического регулирования которых имеются турбинные регуляторы мощности, воздействующие на МУТ по заданию от частотного корректора (САУМ-1, САУМ-У, САУМ-2 и им подобные), возмущающее

воздействие формируется путем скачкообразного изменения заранее откалиброванного сигнала, имитирующего отклонение частоты на величину, соответствующую изменению нагрузки блока на $\pm 10\%$ номинальной на входе регуляторов, получающих задание от частотного корректора.

2.6.2. На энергоблоках, в системах автоматического регулирования которых отсутствует турбинный регулятор мощности, воздействующий на МУТ, а АСРК поддерживает давление пара перед турбиной, возмущающее воздействие формируется путем однократного ступенчатого перемещения регулирующих клапанов турбины на величину, соответствующую изменению активной мощности на $\pm 10\%$ номинальной. Перемещение клапанов осуществляется подачей на МУТ непрерывного сигнала соответствующего направления и длительности. До нанесения возмущения должны быть выбраны люфты МУТ, а после нанесения возмущения положение МУТ не должно изменяться до окончания опыта.

2.6.3. На ТЭС с общим паропроводом, оснащенной главным регулятором давления пара, воздействующим на АСРК всех или части котлов, возмущения формируются путем однократных ступенчатых перемещений регулирующих клапанов всех или части работающих турбин данной очереди ТЭС, величины которых определены заранее и соответствуют изменению суммарной активной мощности всех работающих турбин очереди на $\pm 10\%$ номинальной. Перемещение клапанов осуществляется путем одновременной подачи непрерывного сигнала соответствующего направления и длительности на МУТ турбин, участвующих в испытаниях.

2.7. Определение величины перемещения МУТ, соответствующей 10%-ному изменению активной мощности энергоблока (величин перемещения МУТ турбин ТЭС с общим паропроводом для получения 10% изменения суммарной мощности), производится путем постепенного (в 2 — 3 приема) прикрытия (открытия) РК турбины с выдержками на каждой ступени до восстановления давления пара перед турбиной (в общем паропроводе).

2.8. В каждом опыте с помощью регистрирующих приборов или наблюдателями вручную должны быть зафиксированы:

- моменты нанесения возмущающих воздействий и их фактическая величина;

- за 3 минуты до нанесения возмущения и в течение всего переходного процесса до стабилизации режима:
 - активная мощность турбогенератора энергоблока; суммарная мощность всех работающих турбогенераторов очереди ТЭС (или каждого в отдельности);
 - давление пара перед турбиной энергоблока; в общем паропроводе ТЭС;
 - минимальное и максимальное содержание кислорода (O_2) в дымовых газах (по штатному регистратору);
 - параметр, характеризующий положение регулирующих клапанов турбины энергоблока при работе в зоне скользящего давления.

Каждый опыт должен заканчиваться стабилизацией активной мощности на новом уровне, восстановлением исходного значения давления свежего пара в опытах при номинальном давлении или стабилизацией давления на новом уровне в опытах при скользящем давлении.

Регистрацию переходных процессов можно производить автоматически или вручную с обязательной фиксацией момента нанесения возмущения.

Для автоматической регистрации целесообразно использовать многоканальные самопишущие приборы с непрерывной записью (например, типа Н-327 или их аналоги, осциллографы и т.п.), многоточечные (печатающие) регистраторы, а при наличии ИВС или АСУ ТП — специально сформированные протоколы с последующей распечаткой на принтере или графопостроителе.

Скорость диаграммной ленты самопишущих и регистрирующих приборов следует выбирать не менее 12 мм/секунду, средняя точка на диаграмме должна соответствовать средней величине регистрируемого параметра в данной серии опытов, а шкала — отклонениям параметра от средней величины при двусторонних возмущающих воздействиях. При использовании многоточечных регистраторов цикл печати каждой точки не должен превышать 20 секунд.

Для регистрации параметров могут быть использованы и штатные самопишущие приборы со скоростью диаграммной ленты, увеличенной до 12 — 20 мм/минуту. Однако шкалы этих приборов рассчитаны на полный диапазон

изменения параметров, вследствие чего погрешности измерений существенно возрастают. По этой же причине при ручной регистрации целесообразно использовать специально подготовленные показывающие приборы с «растянутой» шкалой.

При ручной регистрации каждый наблюдатель по команде ведущего должен записывать не более двух-трех параметров. Интервал записи должен составлять 20 секунд. Начало записи за 3 минуты, до нанесения возмущения, окончание — после стабилизации параметров. Ориентировочная продолжительность одного опыта — 10 — 15 минут.

2.9. Обработка результатов комплексных испытаний включает:

- отбор по одному наиболее представительному опыту в сторону увеличения и уменьшения нагрузки на каждой из двух нагрузок (п. 2.5 настоящей *Методики проверки ТЭС*);
- расчет относительных величин отклонений параметров в каждом опыте с интервалом 20 секунд.

Относительная величина активной мощности — $100 \Delta N / N_n$ (%), где

1. **для энергоблоков:** ΔN — отклонение величины активной мощности от исходного значения (МВт), N_n — номинальная мощность турбогенератора (МВт);
2. **для ТЭС с общим паропроводом:** ΔN равняется сумме отклонений величин активной мощности всех работающих турбоагрегатов от исходного значения в каждый момент времени $\Delta N = \sum \Delta N_i$ (МВт); N_n — суммарная номинальная мощность турбогенераторов, работавших при испытаниях (МВт).

Относительная величина давления свежего пара — $100 \Delta P / P_n$ (%), где

1. ΔP — отклонение величины давления свежего пара перед турбиной (в общем паропроводе) от начального значения в опыте (МПа, кгс/см²);
 2. P_n — номинальное значение этого давления (МПа, кгс/см²).
- оформление бланков-графиков, представленным ниже, по отобранным опытам. В каждом бланке должны быть указаны наименования

электростанции, номер блока (очереди ТЭС с общим паропроводом), номер и дата проведения опыта, а также заполнены таблицы граничных значений параметров (начального и конечного) в данном опыте. Для энергоблоков заполняется таблице 1 полностью (размерности Р, Н и Учк указываются по шкале измерительного прибора); для очереди ТЭС с общим паропроводом в таблице 1 заполняются только столбцы: ΣN — суммарная мощность очереди и $P_{опп}$ — давление в общем паропроводе, в таблице 2 указываются значения N и H для турбоагрегатов, на которых наносились возмущения во время опытов.

Баланк-график при увеличении мощности

Электростанция:

Блок, очередь:

Опыт при увеличении мощности № _____

Дата: _____

Граничные значения параметров в опыте:

Таблица 1

Для блоков и ТЭС с общим паропроводом

Мощность $N_{бл.}$ $N_{оч}$ (МВт)		Давление пара P_T $P_{опп}(\dots)$		Полож.РК турбины* N (...)		Сигн.част. коррект.* $U_{чк}(\dots)$		Содержа- ние* O_2 (%)	
нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.

* Заполняются только для блоков

Таблица 2

Для ТЭС с общим паропроводом

№ турбины									
№ (МВт)	нач.								
	кон.								
H (...)	нач.								
	кон.								

Баланк-график при уменьшении мощности

Электростанция:

Блок, очередь:

Опыт при увеличении мощности № _____

Дата: _____

Граничные значения параметров в опыте:

Таблица 1**Для блоков и ТЭС с общим паропроводом**

Мощность $N_{\text{бл.}} \cdot N_{\text{оч}}$ (МВт)		Давление пара P_T $P_{\text{опп}}(\dots)$		Полож.РК турбины*Н (...)		Сигн.част. коррект.* $U_{\text{чк}}(\dots)$		Содержа- ние* O_2 (%)	
нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.

* Заполняются только для блоков

Таблица 2**Для ТЭС с общим паропроводом**

№ турбины									
№ (МВт)	нач.								
	кон.								
Н (...)	нач.								
	кон.								

Графики отклонений параметров строятся в координатных сетках, приведенных на бланках (Примеры графиков отражающих динамику выдачи первичной мощности для ТЭС различного типа представлена на рис 1 и рис 2 настоящих *Технических требований*). При этом в обязательном порядке выделяются точки, полученные в опытах, независимо от того, попадают они или нет на результирующую кривую. Ломаные линии на графиках относительного отклонения мощности не соответствуют фактической форме кривых, полученных в опытах, а ограничивают область, в которой должны находиться кривые переходных процессов (при увеличении мощности — выше, а при уменьшении мощности — ниже пограничных линий) соответственно для энергоблоков с газомазутными (ГМ) котлами, пылеугольными (ПУ) котлами и ТЭС с общим паропроводом.

3. ПОРЯДОК ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ ИСПЫТАНИЙ

3.1. Испытания проводятся по утвержденной программе, в которой должны быть поименно указаны: руководитель испытаний, работники цехов ТЭС, участвующие в испытаниях, и их обязанности. Испытания на каждой из выбранных нагрузок состоят из двух этапов: подготовительного и основного.

3.2. Подготовительный этап испытаний включает:

- настройку и проверку работы измерительной и регистрирующей аппаратуры;
- установку требуемой нагрузки и стабилизацию режима работы оборудования;
- определение величин возмущающих воздействий:
 - для энергоблоков в п. 2.6.1 настоящей *Методики проверки ТЭС*: определение величины сигнала по отклонению частоты, соответствующему изменению мощности энергоблока на $\pm 10\%$ номинальной;
 - для энергоблоков в п. 2.6.2 настоящей *Методики проверки ТЭС*: определение величины перемещения МУТ, соответствующей изменению мощности энергоблока на $\pm 10\%$ номинальной;
 - для ТЭС с общим паропроводом (п. 2.6.3 настоящей *Методики проверки ТЭС*): определение величин перемещения МУТ всех или части работающих турбин для получения возмущающего воздействия, равного $\pm 10\%$ их суммарной номинальной мощности.
- стабилизацию режима работы оборудования перед основным этапом испытаний.

3.3. Основной этап испытаний включает проведение опытов с увеличениями и уменьшениями нагрузки энергоблока (очереди ТЭС с общим паропроводом) путем однократного перемещения МУТ турбины (одновременного перемещения МУТ выбранных турбин на ТЭС с общим паропроводом) на величину, определенную на подготовительном этапе (п. 3.2 настоящей *Методики проверки ТЭС*) с регистрацией параметров согласно п. 2.8 настоящей *Методики проверки ТЭС*.

3.4. Обработка результатов испытаний выполняется в соответствии с п. 2.9.

4. ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ КОНТРОЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ

4.1. Готовность энергоблока или очереди ТЭС с общим паропроводом к участию в первичном регулировании частоты в соответствии с требованиями ПТЭ оценивается по результатам контрольных испытаний и включает в себя:

- оценку соответствия характеристик системы регулирования турбин требованиям ПТЭ;
- оценку результатов комплексных испытаний.

4.2. Турбина считается готовой к участию в первичном регулировании, если характеристики ее системы регулирования, указанные в п. 2.2 настоящей *Методики проверки ТЭС* и определенные не позднее одного года до даты проведения контрольных испытаний, соответствуют требованиям ПТЭ и отсутствуют какие-либо технические причины, препятствующие ее работе в регулирующем режиме.

4.3. Оценка результатов комплексных испытаний производится по графикам переходных процессов активной мощности и давления пара перед турбиной (в общем паропроводе), построенным в соответствии с указаниями п. 2.9 настоящей *Методики проверки ТЭС*, с учетом следующих положений:

4.3.1. При начальном номинальном давлении пара ступенчатое перемещение регулирующих клапанов турбины энергоблока (турбин очереди ТЭС, подключенных к общему паропроводу) воздействием на МУТ с одновременным воздействием на систему регулирования нагрузки котла энергоблока (котлов ТЭС, подключенных к общему паропроводу) должно вызывать:

- в первые 10 — 15 секунд изменение активной мощности на 0,5 — 0,6 от величины возмущения за счет аккумулированного тепла и сопровождаться падением давления пара перед турбиной (в общем паропроводе);
- дальнейшее изменение мощности с задержкой на этом уровне (или небольшим спадом) и восстановление давления пара монотонно за счет изменения паропроизводительности котла. Длительность переходных процессов по активной мощности и давлению свежего пара одинакова, а

ее величина зависит от типа энергоустановки и оптимальности настроек регуляторов нагрузки котла(ов).

4.3.2. В режиме скользящего давления при ступенчатом перемещении регулирующих клапанов турбины энергоблока и одновременном воздействии на систему регулирования нагрузки котла изменение активной мощности за счет аккумулированного тепла в первые 10 — 15 секунд уменьшается по сравнению с ее изменением при номинальном давлении пропорционально снижению давления пара перед турбиной ($P_{ск}/P_{ном}$).

Далее активная мощность с небольшой задержкой на этом уровне практически монотонно изменяется до конечного значения за счет изменения паропроизводительности котла. При этом давление свежего пара перед турбиной не восстанавливается до исходного значения, а стабилизируется в конце переходного процесса на новом уровне, соответствующем новому значению мощности блока.

4.4. Динамические характеристики энергоблока (очереди ТЭС с общим паропроводом) при номинальном давлении пара оцениваются как удовлетворительные, если в течение всего переходного процесса характер кривой изменения мощности соответствует приведенному выше описанию, кривая не пересекает граничных линий, показанных на бланках графиков для данного вида энергоустановок, давление свежего пара перед турбиной (в общем паропроводе) в течение переходного процесса не отклоняется за установленные пределы (уставки предупредительной сигнализации), а в конце — восстанавливается до исходного значения и на блоке (очереди ТЭС) отсутствуют какие-либо технические причины, препятствующие работе в регулирующем режиме.

4.5. Динамические характеристики энергоблока при работе в зоне скользящего давления оцениваются как удовлетворительные, если кривые изменения мощности и давления пара соответствуют описанным в п. 4.3.2 настоящей *Методики проверки ТЭС*.

4.6. При положительных оценках характеристик системы регулирования турбин и результатов комплексных испытаний и отсутствии каких-либо технических причин, препятствующих работе в регулирующем режиме, энергоблок (очередь ТЭС с общим паропроводом) считается готовым (ой) к участию в первичном регулировании частоты в ЕЭС в соответствии с требованиями ПТЭ.

4.7. Результаты контрольных испытаний должны быть представлены в виде краткой пояснительной записки, содержащей:

- данные по основному оборудованию (тип, номинальная нагрузка, параметры пара, топливо, диапазон регулирования нагрузки, режимы работы и др.);
- данные по системе регулирования частоты вращения турбины (п. 2.2 настоящей *Методики проверки ТЭС*), перечень работавших при испытаниях регуляторов нагрузки котла, турбины, блока (очереди ТЭС), их структурные схемы (входные сигналы, функциональные преобразователи, регулирующие органы), тип аппаратуры;
- данные по измерительным приборам, использованным при испытаниях (тип, шкала, класс точности, скорость диаграммной ленты, цикл печати);
- краткое описание проведенных испытаний: даты и условия проведения опытов, состав участвующего оборудования, экспериментально определенные величины и продолжительность возмущающих воздействий (п. 2.6 настоящей *Методики проверки ТЭС*), количество проведенных опытов и их краткая характеристика, особенности и недостатки в работе оборудования и систем регулирования, выявленные в процессе проведения испытаний, необходимость и причины вмешательства оператора и т.д., выводы.

Приложение 3

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ по проверке готовности ГЭС к первичному регулированию частоты

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Каждая электростанция, в том числе и ГЭС, должна участвовать в первичном регулировании частоты в нормальных и тем более в аварийных условиях работы энергосистемы.

Требования к гидроагрегатам ГЭС в части обеспечения их участия в первичном регулировании частоты уточнены в ПТЭ. При этом мертвая зона по частоте, задаваемая энергосистемой, должна быть не более 0,15 Гц.

Наличие на ГЭС системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ), в том числе с воздействием на нее устройств системного автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ), не освобождает гидроагрегаты от участия в первичном регулировании частоты и не смягчает требований, изложенных в ПТЭ.

Поскольку ГЭС должна участвовать в первичном регулировании частоты и при групповом, и при индивидуальном регулировании гидроагрегатов, проверка готовности к первичному регулированию производится на каждом гидроагрегате при индивидуальном и на ГЭС в целом при групповом регулировании.

Первичное регулирование частоты гидроагрегатами ГЭС должно сохранять эффективность при разделении ГЭС на части, в том числе аварийном. В связи с этим при наличии ГРАМ должен быть предусмотрен быстродействующий автоматический перевод гидроагрегатов на индивидуальное регулирование (с восстановлением нормальной настройки РЧВ турбин) при разделении схемы ГЭС на части или при отделении одного или нескольких гидроагрегатов.

При неисправности в цепях измерения частоты должен осуществляться перевод гидроагрегатов на индивидуальное регулирование. Работа гидроагрегатов на

групповом регулировании без частотного корректора является нарушением п. 6.3.5 ПТЭ независимо от того, вводится в ГРАМ воздействие от системы АРЧМ или нет.

Оперативный персонал ГЭС должен быть обучен методике контроля и управления гидроагрегатами, участвующими в первичном регулировании частоты.

Возможность такого участия и контроля должна быть обеспечена техническими средствами.

Для снижения амплитуды колебаний частоты, вызванных случайными временными нарушениями баланса мощности в ЕЭС России, либо для ограничения отклонений частоты, возникающих при аварийных изменениях генерируемой или потребляемой мощности, все гидроагрегаты должны участвовать в первичном регулировании частоты. Оно осуществляется независимо от воздействий от устройств системного регулирования за счет статической характеристики регулирования, представляющей собой зависимость мощности гидроагрегата или ГЭС от частоты. Величина статизма регулирования зависит как от установленной величины статизма регулятора частоты вращения гидротурбины (при индивидуальном регулировании) и системы ГРАМ (при групповом регулировании), так и от коэффициента передачи агрегата по мощности, определяемого нелинейной зависимостью мощности агрегата от открытия направляющего аппарата, которая, как известно, изменяется от величины напора.

При нормальных колебаниях частоты статические свойства системы регулирования могут проявляться не полностью из-за наличия мертвой зоны по частоте и недостаточного быстродействия. Поэтому для оценки степени участия ГЭС в первичном регулировании частоты помимо величины статизма необходимо знать величину мертвой зоны по частоте и быстродействие системы.

Мертвая зона определяется максимальной величиной зоны между двумя значениями частоты, в которой отсутствует перемещение направляющего аппарата.

Быстродействие системы регулирования можно характеризовать временем переходного процесса, т.е. отрезком времени, в течение которого регулируемая величина входит в заданную зону после ступенчатого изменения командного сигнала. Применительно к рассматриваемым системам регулирования частоты в дальнейшем будем характеризовать быстродействие временем отработки 70% статического

отклонения мощности после ступенчатого (или достаточно быстрого) изменения частоты.

При индивидуальном регулировании гидроагрегата статизм, мертвая зона и быстродействие определяются параметрами регулятора частоты вращения (РЧВ) и характеристиками гидротурбины.

При работе гидроагрегатов в режиме группового регулирования реакция ГЭС на колебания частоты определяется статическими и динамическими характеристиками как центрального регулятора (ЦР) ГРАМ, так и РЧВ, а также характеристиками гидротурбины. В связи с этим характеристики ГРАМ должны определяться не при испытаниях собственно ЦР, а при испытаниях всей системы ГРАМ.

В настоящее время в эксплуатации на ГЭС находятся регуляторы гидротурбин различных типов. Гидромеханические регуляторы иномарок, установленные в основном на агрегатах небольшой мощности, имеют очень сложное конструктивное исполнение, усложняющее снятие статических характеристик. Зачастую это может выполнить только специалист по регуляторам. Поэтому приведенные в данном документе рекомендации касаются в основном регуляторов отечественного производства (УК, РК, РКО), которыми оснащены ГЭС, возведенные после войны.

Электрогидравлические регуляторы различных типов также имеют свои особенности. Подробные рекомендации по испытаниям регуляторов различных типов содержатся в «Методических указаниях по испытаниям систем регулирования гидротурбин: МУ 34 70-160-86». В данном документе приведены рекомендации общего характера, применимые для любого типа ЭГР.

1. ИСПЫТАНИЯ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ГИДРОТУРБИНЫ

1.1. Определение статической характеристики

Статическая характеристика регулятора представляет собой зависимость открытия направляющего аппарата (Н.А.) от частоты вращения агрегата при неизменном положении механизма изменения числа оборотов (МИЧО). Аналогичная зависимость мощности агрегата от частоты вращения называется статической характеристикой регулирования. Статические характеристики рекомендуется определять косвенным методом.

Для этого вначале при работе агрегата на холостом ходу с возбужденным генератором определяется зависимость между перемещением гайки МИЧО (или точки на конце рычага, связанного с МИЧО) и частотой на выводах генератора. Частота изменяется в полном диапазоне действия МИЧО. Измерения производятся при установившемся значении частоты при не менее десяти различных положениях МИЧО. Частота измеряется частотомером, а перемещения — стрелочным индикатором. Результаты измерений наносят в поле координат $f — s$ (где f — частота, s — перемещение) и соединяют прямой линией (рис. 1). Возможный разброс точек относительно прямой вызван наличием колебаний частоты при неизменном положении МИЧО. По наклону прямой определяют коэффициент передачи $K_f == \Delta s / \Delta f$.

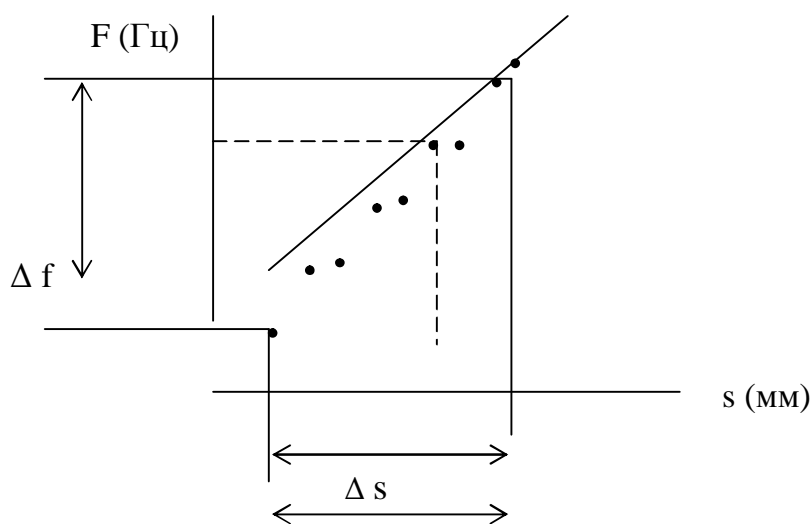


Рис. 1

После этого при работе агрегата в энергосистеме (в условиях практически неизменной частоты) воздействием МИЧО изменяют нагрузку агрегата ступенями от нуля (или от минимально допустимой мощности) до максимума и обратно; при этом рукоятку МИЧО следует поворачивать строго в одном направлении, т.е. при наборе нагрузки только «прибавить», а при разгрузке — только на «убавить». После отработки задания производят измерения перемещения гайки МИЧО (в той же точке, что и в предыдущем опыте) индикатором перемещения сервомотора Н.А. по миллиметровой линейке и мощности генератора по ваттметру. Следует получить не менее десяти точек измерения для каждого направления измерения мощности. Перемещения гайки МИЧО по коэффициенту K_f пересчитывают на изменения

частоты f . Полученные по измерениям точки наносят на поле координат $f - Y$ и $f - P$ (рис. 2), где Y – ход сервомотора Н.А., P – мощность генератора. Соединяя точки одного направления плавными линиями, получают статические характеристики регулятора и регулирования.

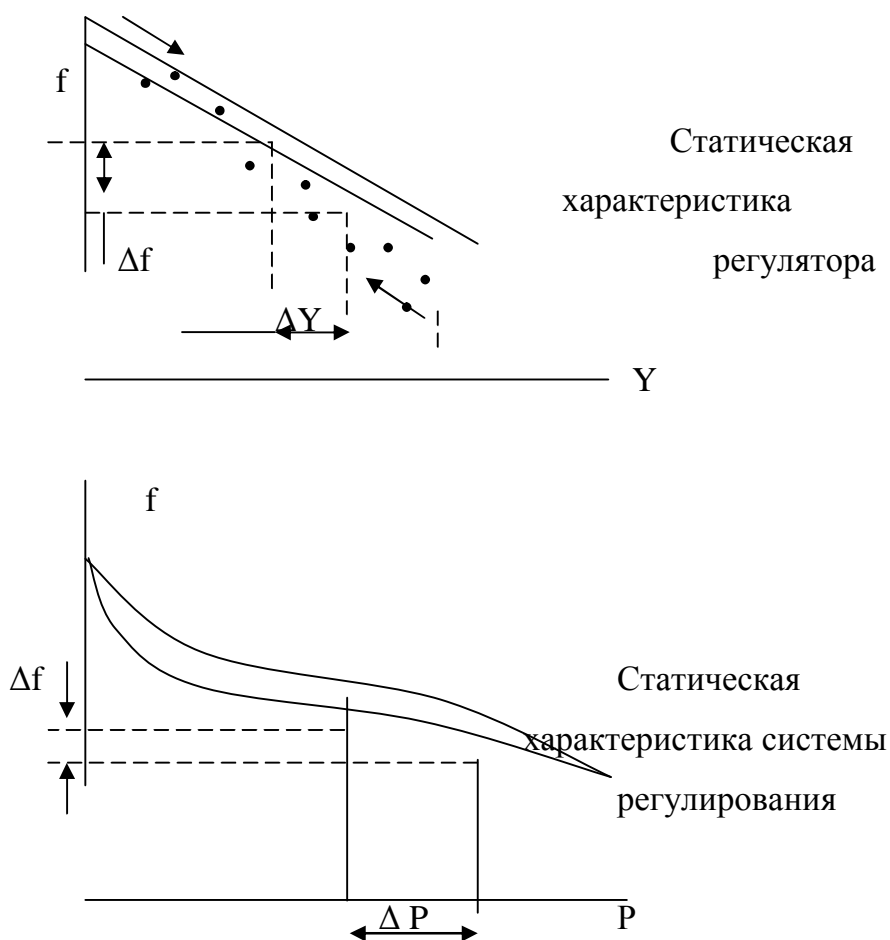


Рис. 2

Величины статизма регулятора b_p и статизма регулирования b_s определяются наклоном линии в данной точке:

$$b_p = 2 \Delta f \cdot Y_{\text{МАКС}} / \Delta Y (\%); \quad (1)$$

$$b_s = 2 \Delta f \cdot P_{\text{НОМ}} / \Delta P (\%). \quad (2)$$

Величину статизма регулирования рекомендуется определять при минимальной нагрузке в зоне максимума КПД и в зоне максимальной нагрузки.

1.2. Определение мертвой зоны по частоте

Величина мертвой зоны по частоте гидромеханических регуляторов зависит в основном от положительных перекрытий главного золотника. Наличие на многих регуляторах вертикального боя штифта маятника приводит к снижению мертвой зоны

(нельзя при этом забывать, что бой сопровождается более интенсивным истиранием отсекающих кромок золотника).

При тщательном выполнении опыта по снятию статической характеристики мертвая зона определяется по петле гистерезиса прямого и обратного хода. Однако возможно и ее непосредственное измерение.

При работе агрегата в энергосистеме, медленно поворачивая рукоятку МИЧО в одну сторону до момента трогания сервомотора, отмечают положение МИЧО по индикатору, затем, медленно поворачивая рукоятку в другую сторону до момента трогания сервомотора в обратную сторону, также отмечают положение МИЧО. Величина перемещения гайки МИЧО между двумя отмеченными положениями, пересчитанная по коэффициенту K_f на изменение частоты, равна мертвой зоне.

Этот опыт следует повторить несколько раз и желательно при различных открытиях направляющего аппарата.

1.3. Определение быстродействия регулятора

Количественной оценкой быстродействия является время переходного процесса, для получения которого необходимо создать ступенчатое (или достаточно быстрое) изменение частоты или уставки частоты. При определенном навыке это можно сделать путем быстрого поворота рукоятки МИЧО.

Ступенчатое воздействие можно создать с помощью пластины определенной толщины. При работе агрегата в энергосистеме следует подвести ограничитель открытия до момента касания рычага ограничителя тяги побудительного золотника, а затем вставить в зазор заранее подготовленную пластину. Направляющий аппарат (НА) при этом прикроется. При выдергивании пластины регулятор окажется работающим на МИЧО с заданием, превышающим фактическое. В результате произойдет ступенчатое перемещение золотника. Аналогичный процесс можно получить при установке и последующем выдергивании пластины из-под штифта маятника.

Во время переходного процесса необходимо регистрировать перемещение сервомотора НА и мощность. При отсутствии такой возможности необходимо измерить время реализации 70% конечных значений изменений открытия НА и мощности.

2. ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕКТРОГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕГУЛЯТОРОВ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ГИДРОТУРБИНЫ

2.1. Определение статической характеристики

Статическая характеристика регулятора представляет собой зависимость открытия направляющего аппарата от частоты вращения агрегата при неизменном положении механизма изменения мощности (МИМ). Аналогичная зависимость мощности агрегата от частоты представляет статическую характеристику регулирования.

Непосредственное определение статической характеристики можно выполнить только на регуляторе ЭГР-2И-1. Для этого при работающем в сети агрегате на вход измерителя частоты вместо напряжения тахогенератора следует подключить напряжение от генератора технической частоты (ГТЧ). При изменении частоты ГТЧ в пределах, необходимых для изменения мощности от минимально допустимой до максимальной, на каждом установившемся значении частоты производят измерения частоты, открытия НА по ходу штока сервомотора и мощности гидрогенератора. По результатам измерений производится построение зависимостей хода штока сервомотора НА и мощности от частоты, по которым определяются величины статизма регулятора и статизма регулирования по формулам 1 и 2.

На остальных типах регуляторов определение статических характеристик рекомендуется выполнять косвенным методом.

Вначале производят испытания при работе агрегата на холостом ходу. С помощью МИЧ устанавливается номинальная частота вращения. Затем подводится ограничитель открытия и ЭГП переводится в положение «ручное». Переключатели статизма и изодрома холостого хода устанавливаются в нулевое положение. Ограничителем открытия ступенями изменяется частота вращения. На каждом установившемся значении частоты производится измерение частоты частотомером и величины тока по балансному прибору. Частота изменяется в диапазоне, обеспечивающем изменение тока балансного прибора до максимальных значений на «прибавить» и на «убавить». По результатам измерений строится зависимость тока от частоты, по которой определяется коэффициент передачи $K_f = \Delta I / \Delta f$.

Последующие измерения производятся при работе агрегата в сети. С помощью МИМ устанавливается величина нагрузки, для которой требуется определить величину статизма. После этого регулятор устанавливается на ограничитель открытия и ЭГП переводится в положение «ручное». Переключатель статизма устанавливается в заданное положение, а переключатель изодрома нагрузки — в нулевое положение. С помощью ограничителя открытия ступенями изменяется открытие НА. При установившемся состоянии производится измерение хода штока сервомотора НА, мощности и тока балансного прибора. По окончании испытаний изменение тока по коэффициенту K_f пересчитывается на изменение частоты и строятся зависимости открытия НА и мощности от частоты, по которым по формулам (1) и (2) определяются статизм регулятора и статизм регулирования.

2.2. Определение мертвой зоны по частоте

Мертвая зона по частоте определяется косвенным методом измерением тока по балансному прибору. Измерения производятся при работе агрегата в сети в условиях практически неизменной частоты. При наличии колебаний частоты следует отключить сигнал измерителя частоты.

Медленно изменяя задание МИМ на «прибавить», измеряют величину тока, при которой начинается перемещение НА на открытие. Аналогичным образом при изменении задания МИМ на «убавить» измеряется величина тока, при которой начинается перемещение НА на закрытие. Разность между двумя значениями тока балансного прибора, пересчитанная по коэффициенту K_f на частоту, составляет величину мертвой зоны по частоте.

Опыт выполняют несколько раз при различных открытиях НА.

2.3. Определение быстродействия регулятора

Электрогидравлические регуляторы, как правило, имеют отдельные механизмы изменения частоты (МИЧ) и изменения мощности (МИМ), причем МИЧ действует при отключенном генераторном выключателе, а МИМ — при включенном. Кроме этого, в регуляторах ЭГР-2М, ЭГР-1Т и ЭГР-2И-1 быстродействие по каналам задания частоты и задания мощности различно. В регуляторах ЭГР-1Т и ЭГР-2И-1 может вводиться производная по частоте.

Поэтому принципиально быстродействие регулятора при регулировании частоты должно определяться при ступенчатом (или достаточно быстром) изменении

частоты. Однако практически такой опыт можно выполнить только на регуляторе ЭГР-2И-1 при питании измерителя частоты от генератора технической частоты. На регуляторах других типов быстродействие определяется при изменении задания по частоте.

Испытания производятся при работе гидроагрегата в сети под нагрузкой. Необходимую величину нагрузки устанавливают с помощью МИМ. Затем включают МИЧ шунтированием перемычкой контакта реле, отключающего МИЧ при включении агрегата в сеть, и отключают схему его слежения. При изменении положения МИЧ вручную изменяют мощность агрегата на 15-20%. Регистрируется переходный процесс изменения мощности и хода сервомотора НА при снятии перемычки и затем при ее установке. По осциллограмме определяется время переходного процесса по открытию НА и по мощности. При отсутствии средств регистрации секундомером измеряется время реализации 70% отклонения мощности и открытия НА.

3. ИСПЫТАНИЯ СИСТЕМЫ ГРАМ

3.1. Определение статических характеристик

Определение величины статизма и мертвой зоны по частоте производится при работе ГРАМ в режиме регулирования мощности с заданными величинами статизма и мертвой зоны по частоте. Опыт должен производиться при различном количестве работающих на групповом регулировании агрегатов. Агрегаты, работающие на индивидуальном регулировании, должны работать на ограничителе открытия с постоянной мощностью.

Вход измерителя частоты ЦР отключается от трансформатора напряжения и подключается к выходу генератора технической частоты при частоте выходного напряжения 50 Гц. Задатчиком мощности нагрузка подключенных к ГРАМ агрегатов устанавливается 70-80% номинальной. Частота ГТЧ изменяется ступенями по 0,1-0,2 Гц в сторону уменьшения до полной загрузки агрегатов, а затем в сторону увеличения частоты при разгрузке агрегатов до минимальной мощности и затем снова уменьшается до 50 Гц.

На каждой ступени производятся измерения частоты на выходе ГТЧ и мощности гидрогенераторов, включенных в ГРАМ, или суммарной мощности ГЭС.

По результатам измерений производится построение зависимостей мощности ГЭС от частоты для прямого и обратного хода при разном числе работающих в ГРАМ агрегатов.

По наклону кривых в точке 50 Гц определяются величины статизма ГЭС ($V_{ГЭС}$) и статизма агрегата (V_a) $\Delta P_{ГЭС ном}$

$$V_{ГЭС} = 2 \cdot \frac{\Delta f \cdot P_{ГЭС ном}}{\Delta P_{ГЭС}} (\%);$$

$$V_a = 2 \cdot \frac{\Delta f \cdot R \cdot P_{Г ном}}{\Delta P_{ГЭС}} (\%);$$

где Δf — изменение частоты, Гц;

$\Delta P_{ГЭС}$ ~ изменение мощности ГЭС, МВт;

$P_{ГЭС ном}$ и $P_{Г ном}$ — значения номинальной мощности соответственно ГЭС и агрегата;

R — число работающих в ГРАМ агрегатов.

Как правило, величина статизма агрегата не зависит от числа работающих в ГРАМ агрегатов.

Мертвая зона по частоте определяется по разности прямого и обратного хода статических характеристик.

При известной тарировке корректора (задатчика) частоты статические характеристики могут быть определены значительно проще. Для этого следует снять зависимости мощности ГЭС от уставки частоты при прямом и обратном ходе. Величины статизма по мощности ГЭС и агрегата и мертвая зона по частоте определяются так же, как и в предыдущем случае.

3.2. Определение быстродействия системы ГРАМ

Быстродействие определяется временем переходного процесса регулирования мощности ГЭС при ступенчатом изменении частоты. Опыты по определению быстродействия должны производиться при работе ГРАМ в режиме регулирования мощности со статизмом по частоте при разном числе агрегатов, работающих в разной зоне нагрузок в пределах регулировочного диапазона. От ЦР должны быть отключены все входы устройств системного регулирования.

Сигнал отклонения частоты формируется изменением уставки по частоте. Вначале следует определить положение корректора частоты, вызывающее изменение мощности ГЭС на 10-15% от начального значения. Переходный процесс регистрируется при резком смещении корректора частоты из этого положения до начального положения (уставка 50 Гц) и обратно.

Следует осциллографировать не менее трех величин: входной сигнал (корректор частоты), открытие направляющего аппарата одного из работающих агрегатов и мощность ГЭС. По осциллограммам определяются время запаздывания мощности и время переходного процесса. Время запаздывания измеряется отрезком времени между подачей входного сигнала и моментом изменения мощности от начального значения в направлении изменения задания. Время переходного процесса определяется отрезком времени между подачей входного сигнала и моментом отработки 70% полного изменения мощности ГЭС.

Приложение 4

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по определению и согласованию ограничений установленной электрической
мощности тепловых и атомных электростанций

Приложение 4.1

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

Регламент согласования ограничений установленной мощности электростанций, расположенных в неценовых зонах оптового рынка

на этапе годового планирования:

№	Отправитель	Действие	Срок	Примечание	Адрес представления
1	2	3	4	5	6
1.	Участники оптового рынка) вне зависимости от наличия ограничений на подведомственных электростанциях	Формирование и передача обязательных приложений, нормативной документации	До 10 июня года, предшествующего планируемому	<p>Документы должны быть получены филиалом СО РДУ не позднее указанного в настоящем пункте срока.</p> <p>Для ТЭС и АЭС вне зависимости от прогноза наличия ограничений в обязательном порядке передается информация по приложению 2.1 к Методическим указаниям по определению и согласованию в СО ограничений установленной мощности тепловых и атомных электростанций (далее – Методические указания), оформленному в установленном порядке, а также нормативно-техническая документация (НТД) для всех возможных режимов работы оборудования в соответствии с требованиями главы 4 Методических указаний (для электростанций, на которых прогнозируется отсутствие ограничений, НТД также представляется в полном объеме). Указанная информация представляется в бумажном виде и на компакт-диске (формат CD, DVD). Дополнительно приложение 2.1 к Методическим указаниям направляется на адрес электронной почты ответственных исполнителей филиалов СО РДУ</p> <p>Для ГЭС представляются паспортные данные и характеристики основного энергетического оборудования в произвольной форме, аналогичной приложению 2.1 к Методическим указаниям. Информация также представляется в бумажном виде и в формате CD, DVD. Информации по паспортным данным направляется на адрес электронной почты ответственных исполнителей филиалов СО РДУ</p> <p>Документы оформляются в соответствии с требованиями приложения 12 и примечаниями к приложению 2.1 Методических указаний. В случае если электростанцией прогнозируется отсутствие ограничений в каком-либо месяце предстоящего года, данная электростанция обязана направить в СО официальное письмо подтверждением отсутствия ограничений в указанные месяцы.</p>	Филиалы СО РДУ

2.	Участники оптового рынка в отношении подведомственных электростанций	Формирование и передача пакета обосновывающих документов и расчетов на соответствующий период планирования	До 01 июля года, предшествующего планируемому	<p>Электростанции, заявляющие на предстоящий год в соответствии с положениями п. 6.2.1. Технических требований к генерирующему оборудованию участников оптового рынка ограничения мощности, соответствующие базовым, либо менее базовых величин, представляют официальное письмо с запросом на согласование заявляемых ограничений, документы, касающиеся заявляемых мероприятий по сокращению ограничений и обязательные приложения (приложения 2-8 к Методическим указаниям).</p> <p>При этом в приложении 8 указывается поагрегатное распределение заявляемых объемов.</p> <p>В случае если заявлены суммарные объемы ограничений мощности, соответствующие базовым, поагрегатное распределение ограничений по объемам и причинам должно соответствовать указанному распределению, учтенному при формировании базовых объемов.</p> <p>Для всех остальных электростанций, согласование ограничений которых осуществляется в общем порядке:</p> <p>Для ТЭС и АЭС пакет документов должен быть сформирован в соответствии с Методическими указаниями</p> <p>Для ГЭС пакет документов должен включать пояснительную записку, расчеты и другие необходимые обосновывающие документы.</p> <p>Оформление документов осуществляется в соответствии с приложением 12 к Методическим указаниям.</p> <p>Полный пакет документов, включая представленные ранее приложения 2.1 и НТД, представляется на компакт-диске.</p> <p>В бумажном виде представляется только оформленные в соответствии с требованиями Методических указаний пояснительная записка и обязательные приложения (приложения 2-8 (9) к Методическим указаниям)</p>	Филиалы СО РДУ
3.	Филиалы СО РДУ	Согласование ограничений установленной электрической мощности	До 05 сентября года, предшествующего планируемому	<p>При наличии замечаний филиалы СО РДУ направляют письмо, в котором в обязательном порядке отражается перечень зафиксированных замечаний.</p> <p>При отсутствии замечаний филиалы СО РДУ направляют на электростанции официальным письмом решение о согласовании ограничений, которое должно содержать объемы согласованных ограничений.</p>	Участники ОПТОВОГО РЫНКА

4.	Участники оптового рынка в отношении подведомственных электростанций	Подписание величин ограничений	До 20 сентября года, предшествующего планируемому	<p>После получения от филиалов СО РДУ официальных писем с решениями о согласовании ограничений, согласованные величины с точностью до одного знака после запятой заносятся в соответствующую форму, заполняемую в двух экземплярах.</p> <p>Данная форма с оригинальными подписями ответственных лиц компании-собственника и печатями представляется на подпись Заместителю генерального директора филиалов СО ОДУ для получения визирующей подписи.</p>	Филиалы СО ОДУ
5.	Участники оптового рынка в отношении подведомственных электростанций	Подписание величин ограничений	До 25 сентября года, предшествующего планируемому	<p>После получения визирующей подписи Заместителя генерального директора СО ОДУ оба экземпляра сводной таблицы представляются в исполнительный аппарат СО на подпись Директору по управлению развитием ЕЭС.</p> <p>Данная подпись является последней.</p> <p>Экземпляр формы с подписями остается в исполнительном аппарате СО</p>	СО

на этапе месячного планирования:

№	Отправитель	Действие	Срок	Примечание	Адрес представления
1	2	3	4	5	6
1.	Участники оптового рынка в отношении подведомственных электростанций заявлявшие ограничения на этапе годового планирования	Формирование и передача пакета обосновывающих документов и расчетов на соответствующий период планирования для месяцев, в отношении которых не заявлялось отсутствие ограничений	До 01 числа каждого месяца, предшествующего планируемому.	<p>Электростанции, заявляющие на предстоящий месяц ограничения мощности менее согласованных на этапе годового планирования величин, представляют официальное письмо с запросом на согласование заявляемых ограничений и обязательные приложения (приложения 2-7, 9 к Методическим указаниям). При этом в приложении 9 указывается поагрегатное распределение заявляемых объемов.</p> <p>Для всех остальных электростанций, согласование ограничений которых осуществляется на предстоящий месяц в общем порядке:</p> <p>Для ТЭС и АЭС пакет документов должен быть сформирован в соответствии с Методическими указаниями.</p> <p>Для ГЭС пакет документов должен включать пояснительную записку, расчеты и другие необходимые обосновывающие документы.</p> <p>Оформление документов осуществляется в соответствии с требованиями приложением 12 к Методическим указаниям.</p> <p>Полный пакет документов представляется на компакт-диске.</p> <p>Для электростанций, по которым были согласованы ограничения на этапе годового планирования, а также отсутствуют изменения в НТД и в дополнительных приложениях к пояснительной записке (прочих материалах), в бумажном виде представляется только оформленные в соответствии с требованиями Методических указаний пояснительная записка и обязательные приложения (приложения 2-8 (9) к Методическим указаниям). В случае внесения изменений в НТД или дополнительные приложения к пояснительной записке, новые редакции указанных материалов также должны быть представлены в бумажном виде.</p> <p>Для электростанций, не подававших пакет документов или не согласовавших ограничения на этапе годового планирования, пакет документов в бумажном виде подается в полном объеме.</p> <p>Приложение 2.1 и полный пакет нормативно-технической документации (НТД) представляется только в случае изменения паспортных данных оборудования и НТД по сравнению с годовым планированием, либо в случае непредставления НТД на этапе годового планирования</p>	Филиалы «СО РДУ»

2.	Филиалы СО РДУ	Согласование ограничений	Не позднее 28 числа месяца, предшествующего планируемому (для февраля не позднее 27 числа)	<p>При наличии согласования ограничений филиалы СО РДУ фиксируют величины ограничений, о чем сообщают на электростанции</p> <p>При наличии замечаний филиалы СО РДУ направляют письмо, в котором в обязательном порядке отражается решение об отказе и перечень зафиксированных замечаний.</p>	Участники оптового рынка
3.	Участники оптового рынка в отношении подведомственных электростанций	Подписание величин ограничений	В рабочем порядке не позднее 5 рабочих дней планируемого месяца	<p>Подписание сводных таблиц Заместителем генерального директора филиала СО ОДУ</p> <p>Один экземпляр формы с подписями остаются на уровне филиалов СО ОДУ, копии направляются в филиалы СО РДУ и исполнительный аппарат СО</p>	Филиалы СО ОДУ

Приложение 5

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

Норматив времени пусков парогазовых установок мощностью 39-450 МВт и газотурбинных установок мощностью 100-150 МВт, учитывающий полные периоды времени от получения команды диспетчера на пуск до включения в сеть и набора номинальной мощности

Тип и мощность энергоблока	Тип основного оборудования энергоблока	Продолжительность простоя, час	Исходное тепловое состояние блока	Температура паровпуска ЦВД ¹ , град. С	Продолжительность этапов пуска энергоблока, час-мин									
					Предпусковые работы до пуска ГТ ²	Пуск ГТ и ее нагружение до стартовой нагрузки (далее – N _{ГТ ст}) для ПГУ ³ ; до выхода на холостой ход для ГТУ ⁴	Всего от получения команды на пуск блока до взятия N _{ГТ ст}	Нагружение ГТ, прогрев КУ ⁵ , выход на толчковые параметры ПТ ⁶ блока	Пуск ПТ, ее прогрев, включение в сеть	Суммарное время от получения команды на пуск до включения ПТ в сеть	Нагружение блока до максимальной нагрузки на одной ГТ (на одном корпусе)	Суммарное время от получения команды на пуск до максимальной нагрузки на одной ГТ	Подключение 2-й ГТ и нагружение блока до номинальной нагрузки	Суммарное время от получения команды на пуск до номинальной нагрузки
ПГУ-39	Одна ГТ- GT 10С, «Siemens», один КУ- Пр-103, одна ПТ- Т-10/11	≤ 8	гор.	≥ 300	1-10	0-20	1-30	0-20	0-10	2-00	0-30	2-30	-	2-30
		24-36	неост.	200-250	1-10	0-20	1-30	0-20	0-15	2-05	0-30	2-35	-	2-35
		≥ 72	хол.	< 170	2-00	0-20	2-20	0-30	0-50	3-40	0-45	4-25	-	4-25

Тип и мощность энергоблока	Тип основного оборудования энергоблока	Продолжительность простоя, час	Исходное тепловое состояние блока	Температура паровпуска ЦВД ¹ , град. С	Продолжительность этапов пуска энергоблока, час-мин									
					Предпусковые работы до пуска ГТ ²	Пуск ГТ и ее нагружение до стартовой нагрузки (далее – N _{ГТ ст}) для ПГУ ³ ; до выхода на холостой ход для ГТУ ⁴	Всего от получения команды на пуск блока до взятия N _{ГТ ст}	Нагружение ГТ, прогрев КУ ⁵ , выход на толчковые параметры ПТ ⁶ блока	Пуск ПТ, ее прогрев, включение в сеть	Суммарное время от получения команды на пуск до включения ПТ в сеть	Нагружение блока до максимальной нагрузки на одной ГТ (на одном корпусе)	Суммарное время от получения команды на пуск до максимальной нагрузки на одной ГТ	Подключение 2-й ГТ и нагружение блока до номинальной нагрузки	Суммарное время от получения команды на пуск до номинальной нагрузки
ПГУ-120	Две ГТ- SGT-800, Siemens, два КУ- HSRG(Alstom-Cz), ПТ- MP16DH Siemens	≤ 2	гор.	≥ 300	1-00	0-20	1-20	0-40	0-15	2-15	0-10	2-25	1-20	3-45
		24-36	неост.	200-.250	1-20	0-20	1-40	1-20	0-15	3-15	0-15	3-30	1-20	4-50
		≥ 72	хол.	< 150	2-00	0-20	2-20	1-55	0-15	4--30	0-40	5-10	1-20	6-30
ПГУ-220	Одна ГТ- V-64.3-А, «Siemens», один ПК - TGE-435, одна ПТ - Т-130/160	≤ 8	гор.	≥ 400	2-00	0-15	2-15	2-00	0-20	4-35	3-10	7-45	-	7-45
		24-30	неост.	350	2-30	0-15	2-45	2-00	0-30	5-15	3-30	8-45	-	8-45
		48	неост.	300	3-00	0-15	3-15	2-00	0-40	5-55	4-40	10-35	-	10-35
		72	неост.	250	3-30	0-15	3-45	2-00	0-40	6-25	4-40	11-05	-	11-05
		≥ 120	хол.	< 150	3-30	0-15	3-45	2-00	0-40	6-25	5-20	11-45	-	11-45
ПГУ-325	Два ГТД-ГТЭ-110, НПО «Сагурн», два КУ-П-88, одна ПТ-К-110-6.5	≤ 8	гор.	≥ 300	1-30	0-40	2-10	0-10	0-10	2-30	0-15	2-45	1-35	4-20
		24-48	неост.	270-280	2-30	0-40	3-10	0-25	0-15	3-50	0-30	4-20	1-35	5-55
		72	неост.	220-240	3-00	0-40	3-40	0-25	0-20	4-25	1-20	5-45	1-35	7-20
		≥ 120	хол.	< 170	3-00	0-40	3-40	0-30	0-30	4-40	1-40	6-20	1-35	7-55

Тип и мощность энергоблока	Тип основного оборудования энергоблока	Продолжительность простоя, час	Исходное тепловое состояние блока	Температура паровпуска ЦВД ¹ , град. С	Продолжительность этапов пуска энергоблока, час-мин									
					Предпусковые работы до пуска ГТ ²	Пуск ГТ и ее нагружение до стартовой нагрузки (далее – N _{ГТ ст}) для ПГУ ³ ; до выхода на холостой ход для ГТУ ⁴	Всего от получения команды на пуск блока до взятия N _{ГТ ст}	Нагружение ГТ, прогрев КУ ⁵ , выход на толчковые параметры ПТ ⁶ блока	Пуск ПТ, ее прогрев, включение в сеть	Суммарное время от получения команды на пуск до включения ПТ в сеть	Нагружение блока до максимальной нагрузки на одной ГТ (на одном корпусе)	Суммарное время от получения команды на пуск до максимальной нагрузки на одной ГТ	Подключение 2-й ГТ и нагружение блока до номинальной нагрузки	Суммарное время от получения команды на пуск до номинальной нагрузки
ПГУ 450	Два ГТД-ГТЭ-160 ОАО «СМ» (ГТД-V-94.2, «Siemens»), два КУ-П-90 (П-96, П-100, П-107) одна ПТ-Т-125/150	≤ 8	гор.	≥ 300	1-00	0-25	1-25	0-40	0-10	2-15	0-15	2-30	1-30	4-00
		24-30	неост.	250-300	1-30	0-25	1-55	0-50	0-20	3-05	1-20	4-25	1-30	5-55
		48	неост.	220-240	2-00	0-25	2-25	0-50	0-20	3-35	1-20	4-55	1-30	6-25
		72	неост.	200	2-30	0-25	2-55	0-50	0-20	4-05	1-20	5-25	1-30	6-55
		≥ 120	хол.	120-170	3-00	0-25	3-25	0-40	0-25	4-30	2-15	6-45	1-30	8-15
		≥ 120	хол.	< 100	3-00	0-25	3-25	0-40	1-00	5-05	2-15	7-20	1-30	8-50
ГТ -100/90	≤ 72	гор.	-	2-30	0-30	3-00	-	-	-	0-20	-	-	3-20	
	> 72	хол.	-	8-00	0-30	8-30	-	-	-	0-20	-	-	8-50	
ГТ -150/110	≤ 72	гор.	-	2-00	0-30	2-30	-	-	-	0-15	-	-	2-45	
	> 72	хол.	-	8-00	0-30	8-30	-	-	-	0-15	-	-	8-45	
ГТ -150/125	≤ 72	гор.	-	2-00	0-30	2-30	-	-	-	0-15	-	-	2-45	
	> 72	хол.	-	8-00	0-30	8-30	-	-	-	0-15	-	-	8-45	

Примечания:

1. Норматив действует только при пусках энергоблоков из состояния «Резерв». При пусках после ремонтов продолжительность пусков может быть увеличена за счет невыполнения профилактических мероприятий на остановленном энергоблоке – регулярной проверки защит, прокрутки газовых турбин, а также за счет большего объема проверок и наладок оборудования после ремонта.

2. При пусках энергоблоков ПГУ после простоя, во время которого проводилась консервация котла-утилизатора октадециламином (ОДА), продолжительность предпусковых операций может быть увеличена на 40–60 минут.

3. Нормы продолжительности этапов собственно пуска – от пуска ГТ до номинальной нагрузки – установлены по графикам заданиям пусков из различных тепловых состояний для соответствующего оборудования, полученных при отработке режимов пусков или рекомендованные при разработке пусковой схемы.

4. В случае возникновения системной аварии в энергосистеме допускается экстренный пуск ГТУ (ГТ-100/90, ГТ-150/110, ГТ-150/125) из холодного состояния. Длительность экстренного пуска ГТУ соответствует времени пуска из горячего состояния.

Норматив продолжительности пуска энергоблоков мощностью 150–800 МВт тепловых электростанций из различных тепловых состояний

Тип и мощность энергоблока	Тип турбины, завод-изготовитель	Топливо	Продолжительность простоя, час	Исходное состояние турбины	Температура паровпуска ЦВД ^{vii} , град. С	Температура паровпуска ЦСД ^{viii} , град. С	Продолжительность этапов пуска энергоблока, час.									
							предпусковые работы до розжига растопочных горелок	Выход на толчковые параметры пуска ТГ ^{ix}			от пуска ТГ до включения в сеть (включая выдержку на прогрев ЦСД)	Всего от розжига горелок до включения в сеть	Суммарное время от команды на пуск до включения в сеть	нагружение блока до N ном ^x	Всего от розжига горелок до набора полной нагрузки	Суммарное время пуска блока
								от растопки котла до горячей отмывки	горячая отмывка	от окончания отмывки до пуска турбины						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Моноблок 150 МВт (котел с естеств. цирк.)	К-150-130 ХТГЗ, К-160-130 ХТГЗ	Газ, мазут	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-00	←	1-20	→	0-20	1-35	2-35	1-30	3-05	4-05
			24-30	неост.	350	≥ 310	2-30	←	2-00	→	0-25	2-25	4-55	2-40	5-05	7-35
			48	неост.	300	≥ 250	2-30	←	2-10	→	0-30	2-40	5-10	3-00	5-40	8-10
			72	неост.	250	180	2-30	←	2-10	→	0-30	2-40	5-10	3-20	6-00	8-30
			≥ 120	хол.	< 150	< 150	2-50	←	1-20	→	1-10	2-30	5-20	6-00	8-30	11-20
Моноблок 150 МВт (котел с естеств. цирк.)	К-150-130 ХТГЗ, К-160-130 ХТГЗ	уголь	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-00	←	1-20	→	0-15	1-35	2-35	1-40	3-15	4-15
			24-30	неост.	350	≥ 310	2-30	←	2-00	→	0-25	2-25	4-55	2-40	5-05	7-35
			48	неост.	300	≥ 250	2-30	←	2-10	→	0-30	2-40	5-10	3-25	6-05	8-35
			≥ 120	хол.	< 150	< 150	2-50	←	1-30	→	1-10	2-40	5-30	6-10	8-50	11-40

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Дубль-блок 150 МВт (прямоточ. котел)	К-150-130 ХТГЗ, К-160-130 ХТГЗ	уголь	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-00	←	1-10	→	0-15	1-25	2-25	1-40	3-05	4-05
			24-30	неост.	350	≥ 310	2-30	←	1-40	→	0-25	2-05	4-35	2-40	4-45	7-15
			48	неост.	300	≥ 250	2-30	←	1-50	→	0-35	2-25	4-55	3-25	5-50	8-20
			≥ 120	хол.	< 150	< 150	2-50	0-30	0-40	0-50	1-10	3-10	6-00	5-50	9-00	11-50
Моноблок и дубль-блок 200 МВт	К-200-130 ЛМЗ* Т-180/210-130 ЛМЗ, Т-175/210-130 УТМЗ	Газ, мазут, уголь	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-00	←	1-20	→	0-15	1-35	2-35	1-00	2-35	3-35
			24-30	неост.	350	≥ 310	2-30	←	2-00	→	0-20	2-20	4-50	2-20	4-40	7-10
			48	неост.	300	≥ 250	2-30	←	2-10	→	0-20	2-30	5-00	2-50	5-20	7-50
			72	неост.	250	180	2-30	←	2-30	→	0-25	2-55	5-25	3-30	6-25	8-55
			≥ 120	хол.	≤ 150	≤ 100	2-50	←	2-45	→	0-55	3-40	6-30	4-30	8-10	11-00
		Газ, мазут, уголь	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	1-20	→	0-15	1-35	3-05	0-50	2-25	3-55
			24-30	неост.	350	≥ 310	3-10	←	1-50	→	0-20	2-10	5-20	2-25	4-35	7-45
			48	неост.	300	≥ 250	3-10	←	2-00	→	0-20	2-20	5-30	3-00	5-20	8-30
			72	неост.	250	180	3-10	←	2-10	→	0-25	2-35	5-45	3-30	6-05	9-15
			≥ 120	хол.	≤ 150	≤ 100	3-10	0-30	0-40	0-50	0-55	2-55	6-05	4-10	7-05	10-15
Моноблок 250/300 МВт	Т-250/300-240 УТМЗ	Газ, мазут	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	0-50	→	0-15	1-20	2-50	1-55	3-15	4-45
			24-30	неост.	320-360	300-340	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	2-40	5-35	8-45
			48	неост.	220-340	200-300	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	3-30	6-25	9-35
			72	хол.	150	100	3-10	0-35	0-40	1-00	0-50	3-05	6-15	4-00	7-05	10-15
			≥ 120	хол.	< 150	< 100	3-10	0-35	0-40	1-00	1-50	4-05	7-15	4-50	8-55	12-05
Моноблок 250/300 МВт	Т-250/300-240 УТМЗ	Уголь	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	0-50	→	0-15	1-20	2-50	2-25	3-45	5-15
			24-30	неост.	320-360	300-340	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	3-00	5-55	9-05
			48	неост.	220-340	200-300	3-10	←	1-55	→	0-25	2-55	6-05	3-50	6-45	9-45
			72	хол.	150	100	3-10	0-40	0-40	1-15	0-50	3-25	6-35	4-30	7-55	11-05
			≥ 120	хол.	< 150	< 100	3-10	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	7-20	5-10	9-20	12-30

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Моноблок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ К300-240 ХТГЗ	Газ, мазут	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	0-50	→	0-15	1-05	2-35	1-55	3-00	4-30
			24-30	неост.	320-360	300-340	3-10	←	1-55	→	0-30	2-25	5-35	2-40	5-05	8-15
			48	неост.	220-340	200-300	3-10	←	1-55	→	0-30	2-25	5-35	3-30	5-55	9-05
			72	хол.	150	100	3-10	0-35	0-40	1-00	0-55	3-10	6-20	4-00	7-10	10-20
			≥ 120	хол.	< 150	< 100	3-10	0-35	0-40	1-00	1-50	4-05	7-15	4-50	8-55	12-05
Моноблок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ	Уголь	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	0-50	→	0-15	1-20	2-50	2-10	3-30	5-00
			24-30	неост.	320-360	300-340	3-10	←	1-55	→	0-30	3-00	6-10	3-00	6-00	9-10
			48	неост.	220-340	200-300	3-10	←	1-55	→	0-30	3-00	6-10	3-50	6-50	10-00
			72	хол.	150	100	3-10	0-40	0-40	1-15	0-55	3-30	6-40	4-30	8-00	11-10
			≥ 120	хол.	< 150	< 100	3-10	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	7-20	5-10	9-20	12-30
Дубль-блок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ	Газ, мазут	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	0-50	→	0-20	1-10	2-40	1-55	3-05	4-35
			24-30	неост.	350	310	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	2-40	5-45	8-55
			48	неост.	300	≥ 250	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-30	6-35	9-45
			72	неост.	250	180	3-10	0-30	0-40	1-00	0-55	3-05	6-15	4-00	7-05	10-15
			≥ 120	хол.	< 150	< 150	3-10	0-30	0-40	1-00	1-50	4-00	7-10	4-50	8-50	12-00
Дубль-блок 300 МВт	К-300-240 ЛМЗ	уголь	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	1-05	→	0-20	1-25	2-55	2-10	3-35	5-05
			24-30	неост.	350	310	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-00	6-05	9-15
			48	неост.	300	≥ 250	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-50	6-55	10-05
			72	неост.	250	180	3-10	0-40	0-40	1-15	0-55	3-30	6-40	4-30	8-00	11-10
			≥ 120	хол.	< 150	< 150	3-10	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	7-20	5-10	9-20	12-30
Дубль-блок 300 МВт	К-300-240 ХТГЗ, К-310-240 ХТГЗ	уголь	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 400	1-30	←	1-05	→	0-30	1-35	3-05	2-10	3-45	5-15
			24-30	неост.	350	310	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	3-15	6-20	9-30
			48	неост.	300	≥ 250	3-10	←	2-30	→	0-35	3-05	6-15	4-00	7-05	10-15
			72	неост.	250	180	3-10	0-40	0-40	1-15	0-55	3-30	6-40	4-45	8-15	11-25
			≥ 120	хол.	< 150	< 150	3-10	0-40	0-40	1-00	1-50	4-10	7-20	5-20	9-30	12-40

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Моноблок 500 МВт	К-500-240 ХТГЗ	уголь	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 430	1-30	←	1-10	→	0-30	1-40	3-10	2-40	4-20	5-50
			24-30	неост.	≥ 360	340-400	3-10	←	3-10	→	0-45	3-55	7-05	3-15	7-10	10-20
			48	неост.	340-380	300-340	3-10	←	3-00	→	0-50	3-50	7-00	4-00	7-50	11-00
			72	неост.	> 300	260-300	3-10	←	3-00	→	0-50	3-50	7-00	4-10	8-00	11-10
			120	неост.	≥ 220	200-240	3-10	0-50	0-40	1-40	1-00	4-10	7-20	4-30	8-40	11-50
			> 120	хол.		< 120	3-10	0-50	0-40	1-40	1-30	4-40	7-50	5-00	9-40	12-50
Моноблок 800 МВт	К-800-240 ЛМЗ	Газ, мазут	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 450	1-30	←	1-30	→	0-15	1-45	3-15	2-40	4-25	5-55
			24-30	неост.	≥ 380	400-440	3-10	←	3-25	→	0-30	3-55	7-05	3-10	7-05	10-15
			48	неост.	350-370	350-390	3-10	←	3-40	→	0-40	4-20	7-30	3-30	7-50	11-00
			72	неост.	> 200	250-290	3-10	←	3-40	→	0-45	4-25	7-35	3-50	8-15	11-25
			120	неост.	200-220	200-240	3-10	1-00	0-40	1-45	0-45	4-10	7-20	5-00	9-10	12-20
			> 120	хол.		< 120	3-10	1-00	0-40	1-45	1-20	4-45	7-55	6-00	10-45	13-55
			> 120	хол.		< 90	3-10	1-00	0-40	1-45	1-50	5-15	8-25	6-00	11-15	14-25
> 120	хол.		< 60	3-10	1-00	0-40	1-45	2-20	5-45	8-55	6-00	11-45	14-55			
Моноблок 800 МВт	К-800-240 ЛМЗ	уголь	≤ 8	гор.	≥ 400	≥ 450	1-30	←	1-50	→	0-15	2-05	3-35	3-00	5-05	6-35
			24-30	неост.	≥ 380	400-440	3-10	←	3-40	→	0-30	4-10	7-20	3-50	8-00	11-10
			48	неост.	350-370	350-390	3-10	←	3-50	→	0-40	4-30	7-40	4-10	8-40	11-50
			72	неост.	> 200	250-290	3-10	←	3-50	→	0-45	4-35	7-45	4-30	9-05	12-15
			120	неост.	200-220	200-240	3-10	1-00	0-40	1-45	0-45	4-10	7-20	5-55	10-05	13-15
			> 120	хол.		< 120	3-10	1-00	0-40	1-45	1-20	4-45	7-55	6-55	11-40	14-50
			> 120	хол.		< 90	3-10	1-00	0-40	1-45	1-50	5-15	8-25	6-55	12-10	15-20
			> 120	хол.		< 60	3-10	1-00	0-40	1-45	2-20	5-45	8-55	6-55	12-40	15-50

* также для энергоблоков 200 МВт с турбинами: К-205-130, К-210-130, К-215-130 и К-225-130.

Примечания:

1. Норматив продолжительности пуска энергоблоков мощностью 150–800 МВт тепловых электростанций из различных тепловых состояний не распространяется:

- на энергоблоки мощностью 150 МВт с барабанными котлами сверхвысокого давления ($P_{\text{бар}} \geq 16$ МПа) и турбинами СВК-150 (160) ЛМЗ (первая очередь Черепетской ГРЭС);
 - на энергоблок мощностью 500 (400) МВт Назаровской ГРЭС (ст. № 7) из-за особенностей его тепловой схемы и системы топливоприготовления;
 - на случаи пуска энергоблоков после длительного простоя, вызванного остановом ЭС и необходимостью задействования пускорезервной котельной (например, блоков мощностью 800 МВт Березовской ГРЭС).
2. Для моноблоков мощностью 300 МВт с двухкорпусными котлами с несимметричными схемами пароводяного тракта (например, моноблок с котлами ТПП-110 ТКЗ) продолжительность пуска устанавливается как для дубль-блоков 300 МВт.
 3. Продолжительность пусков энергоблоков, перемаркированных в установленном порядке как энергоблоки измененной (чаще всего уменьшенной) номинальной мощности, принимается равной продолжительности пусков блоков проектной мощности.
 4. Продолжительность пуска дубль-блоков из холодного и неостывшего состояний (после простоя 48 часов и более) на одном котлоагрегате сокращается на 1 час.

Приложение 6

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

ПОЛОЖЕНИЕ**о порядке перемаркировки основного энергетического оборудования объектов
по производству электрической энергии****1. Общие положения**

1.1. Положение о порядке перемаркировки основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии (далее – Положение) устанавливает порядок перемаркировки основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии, а также определяет принципы организационных взаимоотношений СО и собственников или иных законных владельцев объектов по производству электрической энергии при перемаркировке основного энергетического оборудования указанных объектов.

1.2. К основному энергетическому оборудованию объектов по производству электрической энергии (далее – основное энергетическое оборудование), перемаркировка которого осуществляется в соответствии с настоящим Положением, относятся:

- энергетические и водогрейные котлы, котлы- утилизаторы;
- стационарные паровые, гидравлические турбины, газотурбинные и турбогазовые установки;
- генераторы электрических паротурбинных, гидравлических и газотурбинных энергетических установок;
- реакторные установки атомных электростанций.

1.3. Для целей настоящего Положения под перемаркировкой понимается изменение указанных в паспорте энергетического оборудования номинальной мощности и/или технических характеристик, обеспечивающих ее выдачу.

1.4. Перемаркировка основного энергетического оборудования осуществляется при изменении типа оборудования, величины установленной мощности

(производительности) или технических характеристик оборудования, указанных в приложении 2 к настоящему Положению.

1.5. Решение о перемаркировке основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии, установленная мощность которых равна или превышает 5 МВт, принимается собственниками или иными законными владельцами таких объектов и оформляется актом о перемаркировке оборудования, подлежащим согласованию с СО.

1.6. Решение о перемаркировке основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии, установленная мощность которых менее 5 МВт, принимается собственниками или иными законными владельцами таких объектов с уведомлением СО в порядке, установленном пунктом 2.11 настоящего Положения.

1.7. Внесение изменений в технический паспорт оборудования осуществляется после проведения процедуры перемаркировки оборудования и оформления документации в соответствии с настоящим Положением.

2. Порядок оформления перемаркировки основного энергетического оборудования

2.1. Перемаркировка основного энергетического оборудования осуществляется:

2.1.1. Без изменения установленной мощности в случае модернизации или реконструкции оборудования, приводящей к изменению типа или технических параметров данного оборудования без изменения его номинальной (паспортной) мощности;

2.1.2. С уменьшением установленной мощности в случаях:

– невозможности эксплуатации оборудования при номинальных паспортных параметрах из-за наличия неустраняемых ограничений электрической мощности основного энергетического, вспомогательного или общестанционного оборудования;

– модернизации или реконструкции оборудования, приводящей к уменьшению номинальной (паспортной) мощности;

– пониженного по сравнению с расчетным напора воды на гидроэлектростанциях;

2.1.3. С увеличением установленной мощности в случаях:

- модернизации или реконструкции оборудования, приводящей к увеличению номинальной (паспортной) мощности;
- наличия запаса мощности, подтвержденного заводом-изготовителем или результатами специальных испытаний.

2.2. При перемаркировке оборудования из-за наличия неустранимых ограничений электрической мощности основного энергетического, вспомогательного или общестанционного оборудования должны быть соблюдены условия проведения перемаркировки, предусмотренные разделом 7 Методических указаний по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций (Приложение 4 к Техническим требованиям к генерирующему оборудованию участников оптового рынка).

2.3. Обоснованность перемаркировки основного энергетического оборудования, в том числе изменения значений мощности и других его технических характеристик, должна быть подтверждена результатами обследований или испытаний, проведенных с учетом требований Регламента аттестации генерирующего оборудования (приложения № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) организациями, имеющими право на соответствующий вид деятельности.

2.4. При перемаркировке одного из видов основного энергетического оборудования с увеличением мощности результатами испытаний должно быть подтверждено, что такое увеличение мощности обеспечивается основным энергетическим оборудованием других видов, собственным вспомогательным, а также общестанционным оборудованием.

В этом случае должны быть представлены результаты испытаний и заключение специализированной организации, проводившей испытания указанного оборудования, в котором должны быть приведены данные о допустимых значениях параметров и мощности оборудования, в том числе, в течение длительного периода времени, при его дальнейшей эксплуатации. Данное заключение должно быть согласовано с заводом-изготовителем соответствующего основного и вспомогательного оборудования.

В акте о перемаркировке оборудования, оформляемом в соответствии с пунктом 2.5 настоящего Положения, должен быть приведен перечень основного

энергетического и вспомогательного оборудования с указанием его характеристик при работе с номинальной и максимальной нагрузками.

2.5. При перемаркировке основного энергетического оборудования собственником или иным законным владельцем объекта по производству электрической энергии оформляется акт о перемаркировке оборудования (далее – Акт). Указанный Акт составляется в двух экземплярах по форме в соответствии с приложением 1 к настоящему Положению.

2.6. К Акту о перемаркировке оборудования прилагаются следующие документы, обосновывающие перемаркировку основного энергетического оборудования:

- заключение о техническом состоянии оборудования, подписанное техническим руководителем электростанции, содержащее данные о наработке в часах от даты пуска в эксплуатацию и характеристики оборудования до и после перемаркировки;

- заключение организации, проводившей испытания согласованное заводом-изготовителем соответствующего основного и вспомогательного оборудования, о полученных результатах, достигнутых по результатам испытаний параметрах и мощности оборудования, длительно допустимых параметрах и мощности – при перемаркировке оборудования в связи с его модернизацией или реконструкцией;

- заключение организации, проводившей испытания, согласованное заводом-изготовителем соответствующего основного и вспомогательного оборудования (либо, в случае, если проведение испытаний для подтверждения параметров и мощности не требуется – заключение самого завода-изготовителя), подтверждающие наличие запаса мощности и разрешающее длительную эксплуатацию оборудования с повышенной мощностью, – при перемаркировке оборудования в связи с наличием запаса мощности;

- при перемаркировке с увеличением мощности в случае сохранения существующего генератора, а также в случае его реконструкции или модернизации – результаты тепловых испытаний и/или заключение завода-изготовителя, либо техническую документацию по генератору (паспорта, инструкции по эксплуатации), подтверждающие допустимость неограниченно длительной работы с увеличенной нагрузкой;

– при перемаркировке с увеличением мощности – информация о заключенном договоре (договорах) о технологическом присоединении к электрическим сетям (о его реквизитах с указанием даты заключения и сторонах договора), технические условия на технологическое присоединение, справку о выполнении технических условий, подписанная сетевой организацией и СО;

– отчет (отчеты) о приведении результатов испытаний к нормальным (номинальным) условиям, а также о результатах дорасчета установленной (номинальной) мощности с указанием каждого этапа (в случаях, если такой дорасчет выполнялся при проведении тестирования). Для определения величины установленной (номинальной) мощности результаты замеров фактической располагаемой мощности должны быть приведены к нормальным (номинальным) условиям, определенным действующими ГОСТ (в отношении ТЭС – ГОСТ 24278-89, ГОСТ Р 52200-2004 (при температуре наружного воздуха +15 0С), ГОСТ 27240-87), с использованием дорасчета или применением кривых поправок к мощности;

– иные документы, подтверждающие изменение типа и/или технических параметров оборудования, в том числе ограничение его мощности.

2.7. Для согласования Акта с СО собственник или иной законный владелец объекта по производству электрической энергии направляет Акт, подписанный техническим руководителем организации (генерирующей компании), представителем экспертной организации и техническим руководителем электростанции, а также обосновывающие его документы, указанные в пункте 2.6 настоящего Положения, в адрес соответствующего филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

Обосновывающие документы рассматриваются в СО:

- в филиалах СО РДУ в отношении оборудования электростанций, находящихся в диспетчерском ведении соответствующего диспетчерского центра;

- в филиалах СО ОДУ в отношении оборудования всех электростанций операционной зоны;

- в исполнительном аппарате СО в отношении оборудования всех электростанций ЕЭС России.

Акт согласовывается в соответствующем филиале СО ОДУ после получения решения исполнительного аппарата СО о возможности согласования документа и направляется собственнику или иному законному владельцу объекта по производству электрической энергии.

Общий срок рассмотрения и согласования Акта структурными подразделениями и должностными лицами СО не должен превышать 20 рабочих дней со дня получения Акта и надлежащего пакета обосновывающих его документов от генерирующей компании.

2.8. Согласованный с СО Акт утверждается собственником или иным законным владельцем объекта по производству электрической энергии.

2.9. Один экземпляр утвержденного собственником или иным законным владельцем оборудования Акта в течение 10 рабочих дней представляется в СО для регистрации изменений в реестре фактических параметров генерирующего оборудования при его аттестации и подтверждении готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии в соответствии с правилами оптового рынка.

2.10. В случае перемаркировки основного энергетического оборудования объекта по производству электрической энергии, установленная мощность которого менее 5 МВт, собственник или иной законный владелец такого объекта, уведомляет СО о произведенных изменениях, направляя в соответствующий филиал СО РДУ копию утвержденного акта о перемаркировке или иные документы, подтверждающие изменение типа и/или технических параметров оборудования.

Приложение 1
к Положению о порядке
перемаркировки основного
энергетического
оборудования объектов по
производству
электрической энергии

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель Генерального директора

Филиала СО ОДУ

_____ (Ф.И.О)

«_____» _____ 200 г

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель генерирующей

компании (*наименование*

должности)

_____ (Ф.И.О)

«_____» _____ 200 г

АКТ

о перемаркировке оборудования

(наименование объекта диспетчеризации)

Комиссия в составе:

1. Технического руководителя

генерирующей компании

(должность) (инициалы, фамилия)

2. Представителя экспертной

организации

(должность) (инициалы, фамилия)

3. Технического руководителя

электростанции

(должность) (инициалы, фамилия)

4. Заместителя директора -

главного диспетчера

филиала СО

РДУ

на основании представленных документов (согласно приложению к настоящему акту) подтверждает изменение действующих (паспортных) характеристик

_____, установленного на _____,

(наименование оборудования, основные характеристики) (наименование электростанции)

и устанавливает новые значения его технических характеристик.

Основные технические характеристики _____ до и после перемаркировки:
(наименование оборудования)

№ п/п	Наименование	Значения технических характеристик	
		До перемаркировки	После перемаркировки
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>

Приложения:

Подписи:

Приложение 2
к Положению о порядке
перемаркировки основного
энергетического
оборудования объектов по
производству
электрической энергии

Перечень технических характеристик основного энергетического оборудования,
которые могут изменяться при его перемаркировке

1. Котлы энергетические (паровые стационарные):

- марка котла (в соответствии с ГОСТ 3619-89);
- структура сжигаемого топлива, характеристика марок твердого топлива;
- паропроизводительность, т/ч;
- давление свежего пара, кгс/см²;
- температура пара за котлом, С;
- температура пара после промежуточного перегрева, С;
- температура питательной воды.

2. Котлы водогрейные:

- марка котла (в соответствии с ГОСТ 21563-93);
- структура сжигаемого топлива, характеристика марок твердого топлива;
- теплопроизводительность, ккал/кг;
- температура воды на входе и выходе С;
- давление воды на выходе из котла, кгс/см²;
- режим работы (основной, пиковый).

3. Турбины

- марка турбины (в соответствии с ГОСТ 3618-82);
- электрическая мощность, МВт:
 - номинальная;
 - максимальная;
- тепловая мощность Гкал/ч;

- расход свежего пара, т/ч;
 - номинальный;
 - максимальный;
- параметры свежего пара:
 - давление, кгс/см²;
 - температура, С;
- температура пара после промежуточного перегрева, С;
- производственный отбор пара:
 - диапазон регулирования давления, кгс/см²;
 - количество, т/ч;
- теплофикационный отбор пара (верхний):
 - диапазон регулирования давления, кгс/см²;
 - количество, т/ч;
- теплофикационный отбор пара (нижний):
 - диапазон регулирования давления, кгс/см²;
 - количество, т/ч;
- давление пара за турбиной (для турбин с противодавлением), кгс/см²;
- давление, температура и количество отбираемого пара из нерегулируемых отборов (при условии, что их изменение влечет за собой необходимость перемаркировки электрической или тепловой мощности турбины);

4. Газотурбинные установки:

- марка турбины (в соответствии с ГОСТ 27529-87);
- вид топлива;
- электрическая мощность, МВт;
- параметры газа перед турбиной:
 - давление, кгс/см²;
 - температура, С;
- давление газа за турбиной, кгс/см²;

5. Гидравлические турбины:

- марка турбины (в соответствии с ГОСТ 27528-87);
- номинальная мощность, МВт;
- расчетный напор воды, м
- расчетная высота отсасывания, м;

- диаметр рабочего колеса, см,

6. Генераторы:

- марка генератора (в соответствии с ГОСТ 5616-89);
- полная мощность, МВА;
- коэффициент мощности;
- охлаждающая среда;
- вид;
- давление, кгс/см²;
- температура, С;

7. Реакторная установка:

- марка реактора.

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

**Положение о порядке вывода из эксплуатации
основного энергетического оборудования объектов по производству
электрической энергии**

1. Общие положения

1.1. Положение о порядке вывода из эксплуатации основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии (далее – Положение) определяет условия и устанавливает порядок вывода из эксплуатации энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии, определяет принципы организационных взаимоотношений СО и собственников или иных законных владельцев объектов по производству электрической энергии в процессе вывода из эксплуатации основного энергетического оборудования указанных объектов.

1.2. К основному энергетическому оборудованию объектов по производству электрической энергии (далее – основное энергетическое оборудование), вывод из эксплуатации которого осуществляется в соответствии с настоящим Положением, относятся:

- энергетические и водогрейные котлы, котлы-утилизаторы;
- стационарные паровые, гидравлические турбины, газотурбинные и турбогазовые установки;
- генераторы электрических паротурбинных, гидравлических и газотурбинных энергетических установок;
- реакторные установки атомных электростанций.

1.3. Основаниями для вывода из эксплуатации основного энергетического оборудования являются:

- а) необходимость ликвидации (демонтажа) оборудования:
 - по причине его неудовлетворительного технического состояния (в случае износа оборудования, выработки им предельного расчетного ресурса, получения

соответствующего предписания органов исполнительной власти, осуществляющих технический контроль (надзор) в электроэнергетике);

- не подлежащего восстановлению (ремонту) после аварии или иного технологического нарушения;

- в связи с реконструкцией (техническим перевооружением, модернизацией) объекта по производству электрической энергии (при условии включения его собственником или иным законным владельцем в инвестиционную программу/программу технического перевооружения (реконструкции, модернизации) на соответствующий год);

- по причине его перемещения на другие объекты по производству электрической энергии;

б) консервация оборудования на срок более одного года;

в) принятие собственником или иным законным владельцем объекта по производству электрической энергии решения о ликвидации (демонтаже, списании) оборудования по иным причинам.

1.4. Вывод из эксплуатации основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии, установленная мощность которых равна или превышает 5 МВт, осуществляется собственником или иным законным владельцем соответствующего объекта по согласованию с СО и уполномоченным федеральным органом исполнительной власти.

1.5. Уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим согласование вывода основного энергетического оборудования из эксплуатации, является:

- Министерство энергетики Российской Федерации – в отношении основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии, указанных в пункте 1.3 настоящего Положения, за исключением атомных электростанций;

- государственная корпорация по атомной энергии «Росатом» – в отношении основного энергетического оборудования атомных электростанций.

1.6. Заявка на вывод из эксплуатации основного энергетического оборудования (далее – заявка) подается:

- в случае вывода оборудования из эксплуатации в целях его ликвидации (демонтажа) – собственником объекта по производству электрической энергии;

- в случае вывода оборудования из эксплуатации в целях консервации – собственником или иным законным владельцем объекта по производству электрической энергии.

Заявка также может быть подана представителем собственника или иного законного владельца объекта по производству электрической энергии, действующим в соответствии с полномочиями, основанными на указаниях федеральных законов или актов уполномоченных на то органов государственной власти или органов местного самоуправления либо доверенности, составленной в письменной форме в соответствии с требованиями статьи 185 Гражданского кодекса Российской Федерации.

1.7. Решение о выводе из эксплуатации основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии, установленная мощность которых менее 5 МВт, принимается собственником или иным законным владельцем самостоятельно с уведомлением СО в порядке, установленном пунктами 2.8 и 3.7 настоящего Положения.

2. Порядок рассмотрения заявки на вывод из эксплуатации основного энергетического оборудования

2.1. Собственник или иной законный владелец объекта по производству электрической энергии либо уполномоченное им лицо (далее – Заявитель) не позднее чем за 6 (шесть) месяцев до предполагаемой даты вывода из эксплуатации основного энергетического оборудования, но не ранее чем за 12 (двенадцать) месяцев до указанной даты направляет в СО заявку по форме 1 (приложение 1 к настоящему Положению), содержащую:

- сведения о генерирующей (или котельной) мощности оборудования, тип выводимого основного энергетического оборудования, его стационарный номер и технические характеристики согласно приложению 3 к настоящему Положению;

- причину вывода оборудования из эксплуатации;

- информацию о возможности замещения мощностей выводимого оборудования для сохранения баланса потребления электрической и тепловой энергии (при выводе оборудования из эксплуатации с целью демонтажа);

- информацию и документы, подтверждающие отсутствие дефицита теплоснабжения населения и предприятий в случае согласования заявки;

- предполагаемую дату вывода основного энергетического оборудования из эксплуатации;

- заключение о техническом состоянии оборудования, подписанное техническим руководителем электростанции и уполномоченным представителем соответствующего филиала СО, а также иные документы о техническом освидетельствовании оборудования, включающие в себя оценку состояния оборудования, его отдельных узлов, степени их физического износа;

- проект реконструкции (технического перевооружения, модернизации) объекта по производству электрической энергии, подписанный уполномоченными представителями Заявителя и проектной организации (при осуществлении вывода оборудования из эксплуатации с целью замены оборудования в рамках реконструкции, технического перевооружения, модернизации).

В целях согласования уполномоченным представителем филиала СО заключения о техническом состоянии оборудования Заявитель заблаговременно уведомляет соответствующий филиал о дате, времени и месте проведения осмотра (обследования) планируемого к выводу из эксплуатации основного энергетического оборудования объекта по производству электрической энергии.

2.2. СО рассматривает обращение Заявителя на предмет наличия (отсутствия) условий, исключающих возможность согласования заявки, организуя взаимодействие заинтересованных структурных подразделений исполнительного аппарата и филиалов СО.

2.3. Условиями, исключающими возможность согласования СО заявки являются (за исключением случаев вывода из эксплуатации реакторных установок атомных электростанций):

- нарушение надежного электроснабжения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов или иным обязательным требованиям, установленным нормативными правовыми актами;

- нарушение устойчивости режима работы ЕЭС России (ее части);

- возможность возникновения недостатка электрической энергии (мощности) в ЕЭС России (ее части) с учетом допустимых внешних перетоков и резервов, необходимых для обеспечения нормального режима энергосистемы;

- возможность возникновения недостатка пропускной способности электрической сети;

- угроза возникновения дефицита теплоснабжения населения;

- угроза жизни и здоровью людей и повреждения оборудования.

Решение о выводе из эксплуатации реакторных установок атомных электростанций принимается в соответствии с Федеральным Законом от 21.11.1995 №170-ФЗ «Об использовании атомной энергии» с учетом требований настоящего Положения.

2.4. По результатам рассмотрения заявки Заявителя СО не позднее, чем через 30 (тридцать) дней со дня получения заявки направляет Заявителю и в уполномоченный федеральный орган исполнительной власти заключение о возможности вывода основного энергетического оборудования из эксплуатации либо об отказе в выводе соответствующего оборудования из эксплуатации (с указанием причин отказа, срока, на который вывод оборудования из эксплуатации должен быть приостановлен и в течение которого энергетическое оборудование должно поддерживаться в рабочем состоянии, а также условий, при которых возможен вывод данного оборудования из эксплуатации).

Заключение СО о возможности вывода основного энергетического оборудования из эксплуатации для целей ликвидации (демонтажа) действует в течение 12 (двенадцати) месяцев с даты его выдачи.

2.5. Уполномоченный федеральный орган исполнительной власти в течение 30 (тридцати) дней с даты получения заключения СО рассматривает его и в течение 7 (семи) дней после принятия соответствующего решения направляет его Заявителю и в СО.

2.6. В случае если СО представлено заключение об отказе вывода основного энергетического оборудования из эксплуатации по основаниям, указанным в пункте 2.3 настоящего Положения, уполномоченный федеральный орган исполнительной власти вправе:

- потребовать от Заявителя приостановить вывод оборудования из эксплуатации на срок не более 2 (двух) лет;

- направить в Правительство Российской Федерации предложение о реализации предусмотренного пунктом 7 статьи 44 Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» права потребовать от Заявителя выставить соответствующий

объект по производству электрической энергии на тендерную продажу и при отсутствии иных лиц, заинтересованных в приобретении такого объекта, осуществить его выкуп в целях сохранения системы жизнеобеспечения населения, проживающего на соответствующей территории.

2.7. Решение уполномоченного федерального органа исполнительной власти о возможности вывода основного энергетического оборудования объекта по производству электрической энергии из эксплуатации является документом, дающим Заявителю право на оформление документации по выводу указанного энергетического оборудования из эксплуатации.

2.8. При выводе из эксплуатации основного энергетического оборудования объектов по производству электрической энергии, установленная мощность которых менее 5 МВт, собственник или иной законный владелец объекта по производству электрической энергии либо уполномоченное им лицо не позднее чем за 6 (шесть) месяцев до предполагаемой даты вывода из эксплуатации основного энергетического оборудования, но не ранее чем за 12 (двенадцать) месяцев до указанной даты направляет в СО уведомление, содержащее сведения, установленные пунктом 2.1 настоящего Положения.

3. Порядок оформления документации по выводу из эксплуатации основного энергетического оборудования

3.1. После получения решения уполномоченного федерального органа исполнительной власти о возможности вывода основного энергетического оборудования объекта по производству электрической энергии из эксплуатации заявителем оформляется Акт о выводе оборудования из эксплуатации (далее – Акт), подлежащий согласованию с филиалом СО ОДУ.

3.2. Акт составляется Заявителем по форме в соответствии с приложением 2 к настоящему Положению.

Обязательными приложениями к Акту являются следующие документы:

- копия заключения СО о возможности вывода (об отказе в выводе) основного энергетического оборудования из эксплуатации;

- копия решения уполномоченного федерального органа исполнительной власти о возможности вывода основного энергетического оборудования из эксплуатации.

3.3. Для согласования Акта с СО Заявитель направляет Акт, подписанный техническим руководителем организации – Заявителя, представителем экспертной организации и техническим руководителем электростанции, в адрес соответствующего филиала ОАО «СО ЕЭС».

Общий срок рассмотрения и согласования Акта структурными подразделениями и должностными лицами СО не должен превышать 15 (пятнадцать) дней со дня получения Акта и надлежащего пакета обосновывающих его документов от Заявителя.

3.4. Согласованный СО Акт утверждается руководителем организации – Заявителя и является основанием для вывода из эксплуатации основного энергетического оборудования.

3.5. После утверждения Акта уполномоченными работниками Заявителя в установленном порядке (в соответствии с Положением о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации) подается заявка о демонтаже (при ликвидации) или выводе из эксплуатации (при консервации на срок более одного года) энергетического оборудования.

Основное энергетическое оборудование может быть выведено из эксплуатации после получения согласования (разрешения) заявки от уполномоченного диспетчерского центра.

3.6. Утвержденный Заявителем Акт, а также, в случае снижения установленной мощности электростанции, переоформленный акт об установленной электрической мощности электростанции в течение 10 (десяти) дней с даты утверждения представляется в СО для регистрации изменений параметров основного энергетического оборудования при подтверждении готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии в соответствии с правилами оптового рынка.

3.7. Собственник или иной законный владелец объекта по производству электрической энергии, установленная мощность которого менее 5 МВт, либо

уполномоченное им лицо в течение 10 (десяти) дней с дней подписания направляет в СО копию утвержденного Акта о выводе из эксплуатации основного энергетического оборудования и иные документы, подтверждающие вывод оборудования из эксплуатации.

3.8. СО в соответствии с порядком, установленным утвержденными СО Техническими требованиями к генерирующему оборудованию участников оптового рынка и Порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям, регистрирует изменения установленной мощности генерирующего оборудования, ГТП и электростанции в целом на основании Акта, согласованного и утвержденного в предусмотренном настоящим Положением порядке.

Приложение 1
к Положению о порядке вывода из эксплуатации
основного энергетического оборудования
объектов по производству электрической
энергии

Форма 1

Заместителю Председателя
Правления СО
Н.Г. Шульгинову

ЗАЯВЛЕНИЕ

на вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации

Прошу Вас согласовать вывод из эксплуатации

_____ (наименование оборудования и объекта по производству электрической энергии)

в связи с _____ (причина вывода из эксплуатации оборудования)

Предполагаемая дата вывода оборудования из эксплуатации: «__» _____ 200__ г.

Основные технические сведения о выводимом из эксплуатации оборудовании:

№ п/п	Наименование	Технические данные и иная информация
1	Марка оборудования	
2	Год изготовления	
3	Завод-изготовитель	
4	Параметры оборудования ^[1]	
5	Число часов работы (на дату представления)	
6	Число часов использования установленной мощности за последний год	
7	Число внеплановых остановов за последние 2 года, их причины и продолжительность	
8	Особые условия, связанные с демонтажем оборудования	
9	Возможность замещения мощностей	

Приложения: 1. Заключение о техническом состоянии оборудования.

2. Проект реконструкции (технического перевооружения, модернизации)^[2].

Руководитель генерирующей компании:
(должность)

_____ (подпись)

_____ (инициалы, фамилия)

«__» _____ 200__ г.

^[1] В соответствии с приложением 3 к настоящему Положению.

^[2] При осуществлении вывода оборудования из эксплуатации с целью замены оборудования в рамках реконструкции, технического перевооружения, модернизации.

Приложение 2
к Положению о порядке вывода из эксплуатации
основного энергетического оборудования
объектов по производству электрической
энергии

Форма 2

СОГЛАСОВАНО:
Заместитель генерального директора
филиала СО ОДУ _____

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель (должность)
генерирующей компании

(инициалы, фамилия)
« ____ » _____ 200 ____ г.

(инициалы, фамилия)
« ____ » _____ 200 ____ г.

АКТ
о выводе из эксплуатации

(наименование объекта диспетчеризации)

г. _____

« ____ » _____ 200 ____ г.

Комиссия в составе:

1. Технического руководителя
генерирующей компании

(должность, инициалы, фамилия)

2. Представителя экспертной
организации

(должность, инициалы, фамилия)

3. Технического руководителя
электростанции

(должность, инициалы, фамилия)

4. Заместителя директора –
главного диспетчера
филиала СО
РДУ^[3]

(инициалы, фамилия)

руководствуясь Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 26 июля 2007 г. № 484, на основании представленных материалов (согласно приложению к Акту) постановляет, что установленное на _____

(наименование электростанции)

^[3] При выводе из эксплуатации оборудования, находящегося в диспетчерском ведении филиала СО РДУ.

оборудование _____
(наименование оборудования, основные
характеристики)

выпуска _____ года, типа _____,
станционный № _____ подлежит выводу из эксплуатации с «____» _____ 200__ г.

Приложение:

Подписи:

Приложение 3
к Положению о порядке вывода из эксплуатации
основного энергетического оборудования
объектов по производству электрической
энергии

Перечень параметров энергетического оборудования, указываемых в актах по выводу
оборудования из эксплуатации

1. Котлы энергетические (паровые стационарные):

- марка котла (в соответствии с ГОСТ 3619-89);
- структура сжигаемого топлива, характеристика марок твердого топлива;
- паропроизводительность, т/ч;
- давление свежего пара, кгс/см²;
- температура пара за котлом, °С;
- температура пара после промежуточного перегрева, °С;
- температура питательной воды, °С.

2. Котлы водогрейные:

- марка котла (в соответствии с ГОСТ 21563-93);
- структура сжигаемого топлива, характеристика марок твердого топлива;
- теплопроизводительность, ккал/кг;
- температура воды на входе и выходе, °С;
- давление воды на выходе из котла, кгс/см²;
- режим работы (основной, пиковый).

3. Турбины

- марка турбины (в соответствии с ГОСТ 3618-82);
- электрическая мощность, МВт:
 - номинальная;
 - максимальная;
- тепловая мощность, Гкал/ч;
- расход свежего пара, т/ч:
 - номинальный;
 - максимальный;
- параметры свежего пара:
 - давление, кгс/см²;

- температура, °С;
- температура пара после промежуточного перегрева, °С;
- производственный отбор пара:
 - диапазон регулирования давления, кгс/см²;
 - количество, т/ч;
- теплофикационный отбор пара (верхний):
 - диапазон регулирования давления, кгс/см²;
 - количество, т/ч;
- теплофикационный отбор пара (нижний):
 - диапазон регулирования давления, кгс/см²;
 - количество, т/ч;
- давление пара за турбиной (для турбин с противодавлением), кгс/см²;
- давление, температура и количество отбираемого пара из нерегулируемых отборов (при условии, что их изменение влечет за собой необходимость перемаркировки электрической или тепловой мощности турбины).

4. Газотурбинные установки:

- марка турбины (в соответствии с ГОСТ 27529-87);
- вид топлива;
- электрическая мощность, МВт;
- параметры газа перед турбиной:
 - давление, кгс/см²;
 - температура, °С;
- давление газа за турбиной, кгс/см².

5. Гидравлические турбины:

- марка турбины (в соответствии с ГОСТ 27528-87);
- номинальная мощность, МВт;
- расчетный напор воды, м;
- расчетная высота отсасывания, м;
- диаметр рабочего колеса, см.

6. Генераторы:

- марка генератора (в соответствии с ГОСТ 5616-89);
- полная мощность, МВА;
- коэффициент мощности;

- охлаждающая среда;
- вид;
- давление, кгс/см²;
- температура, °С.

7. Реакторная установка:

- марка реактора.

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

Методические рекомендации по расчету ремонтных снижений мощности электростанций

1. Общие положения

1.1. Настоящие Методические рекомендации по расчету ремонтных снижений мощности электростанций (далее по тексту – Методические рекомендации) разработаны в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности.

1.2. Методические рекомендации определяют основные условия и рекомендуемый порядок расчета показателей ремонтного снижения мощности, рабочей мощности и величины ремонтной площадки электростанций, соответствующих плановым графикам ремонтов основного и вспомогательного генерирующего оборудования электростанций.

1.3. Настоящие Методические рекомендации являются рекомендуемым документом для ОАО «СО ЕЭС», а также участников оптового рынка, ответственного за формирование показателей ремонтного снижения и рабочей мощности электростанций.

2. Основные принципы расчета ремонтного снижения мощности электростанций

2.1. Рабочая мощность и ремонтное снижение мощности электростанций, обусловленное выводом в ремонт основного и вспомогательного оборудования, должно определяться с учетом:

- календарных графиков ремонтов основного и вспомогательного оборудования и сооружений электростанций;

- собственных ограничений установленной мощности паровых, газовых и гидравлических турбин, паросиловых и парогазовых энергоблоков, детандер-генераторных установок и прочих генерирующих агрегатов электростанций;
- общегрупповых ограничений установленной мощности и их распределения между генерирующими агрегатами;
- схем соединения основного и вспомогательного оборудования электростанций;
- энергетических характеристик основного и вспомогательного оборудования.

В случае если в отношении электростанции действуют факторы, приводящие к вынужденному недоиспользованию ее установленной мощности и не зависящие от электростанции, при расчете ремонтной площадки указанное снижение мощности должно быть отнесено к ограничению установленной мощности электростанции.

2.2. Расчет ремонтного снижения и рабочей мощности должен проводиться в отдельности по каждой генерирующему агрегату. Суммарные показатели по электростанции в целом должны определяться как сумма соответствующих показателей по отдельным генерирующим агрегатам.

2.3. Расчет ремонтного снижения и рабочей мощности электростанций должен проводиться по календарным суткам. В качестве расчетного подпериода принимается совокупность календарных суток, исходные данные для расчета в которых (состав основного и вспомогательного оборудования, величины ограничений установленной мощности, распределение тепловых нагрузок между генерирующими агрегатами) неизменны.

В качестве расчетного периода может приниматься произвольный временной интервал, состоящий из одного или нескольких расчетных подпериодов, в том числе календарный месяц, год.

Допускается проведение одного расчета для всех суток одного расчетного подпериода.

Итоговая величина ремонтного снижения и рабочей мощности за расчетный период определяется как средневзвешенный показатель по времени.

2.4. При расчете ремонтного снижения и рабочей мощности должен быть обеспечен учет вывода в ремонт исчерпывающего перечня основного и вспомогательного оборудования электростанции, определяемого спецификой схемы соединения основного и вспомогательного оборудования конкретной электростанции.

2.5. В настоящих Методических рекомендациях в качестве единицы измерения электрической мощности принят мегаватт (МВт).

Алгоритм определения ремонтных снижений и рабочей мощности электростанций приведен на рис. 1.

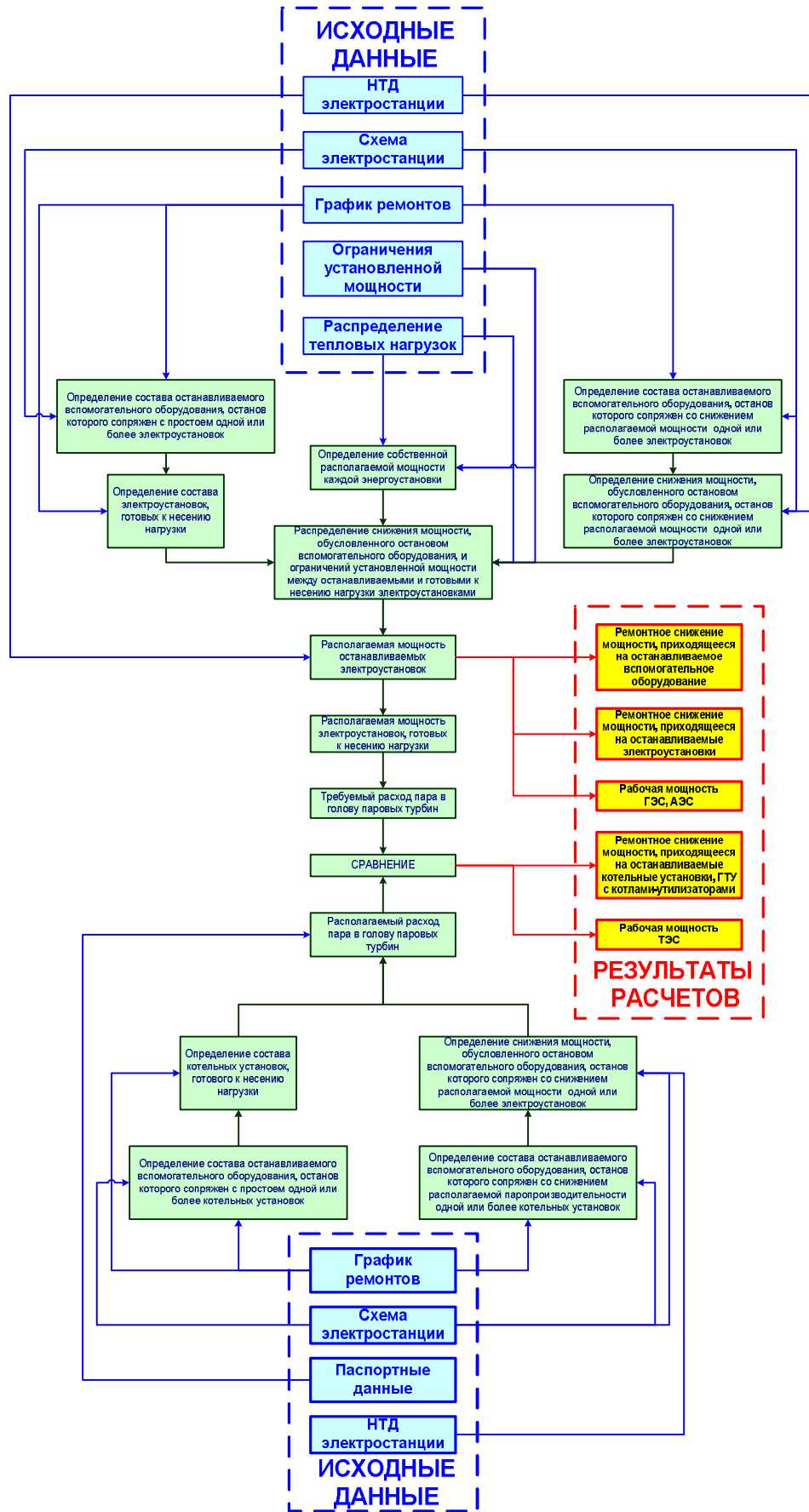


Рис. 1. Алгоритм определения ремонтных снижений и рабочей мощности электростанций.

3. Алгоритм расчета рабочей мощности и ремонтного снижения мощности ТЭС

3.1. Для каждого генерирующего агрегата ТЭС с учетом собственных ограничений установленной мощности определяется ее собственная располагаемая мощность:

$$N_{расп}^{зу\ собств} = N_{ном}^{зу} - \dot{\sum}_{a=1}^A N_{огр\ a}^{зу\ собств} \quad (1), \text{ где:}$$

$N_{расп}^{зу\ собств}$, **МВт** – собственная располагаемая мощность генерирующего агрегата ТЭС;

$N_{ном}^{зу}$, **МВт** – установленная (номинальная) мощность генерирующего агрегата ТЭС;

a – порядковый номер причины возникновения собственного ограничения установленной мощности генерирующего агрегата ТЭС;

A – количество причин возникновения собственных ограничений установленной мощности, имеющих место на генерирующем агрегате ТЭС;

$N_{огр\ a}^{зу\ собств}$, **МВт** – величина собственного ограничения установленной мощности по причине a генерирующего агрегата ТЭС.

3.2. Для каждого генерирующего агрегата ТЭС с учетом первоначально распределенных на нее долей общегрупповых ограничений установленной мощности определяется ее первоначальная располагаемая мощность:

$$N_{0\ расп}^{зу} = N_{расп}^{зу\ собств} - \dot{\sum}_{b=1}^B N_{огр\ b}^{згун\ 0} \quad (2), \text{ где:}$$

$N_{0\ расп}^{зу}$, **МВт** – первоначальная располагаемая мощность генерирующего агрегата ТЭС;

b – порядковый номер группы генерирующих агрегатов, в которую входит генерирующий агрегат ТЭС;

B – количество групп генерирующих агрегатов, в которые входит генерирующий агрегат ТЭС;

$N_{огр b}^{эпм 0}$, $МВт$ – доля общегруппового ограничения установленной мощности группы генерирующих агрегатов b , первоначально распределенная на генерирующий агрегат ТЭС.

3.3. Согласно плановому графику ремонтов основного и вспомогательного энергетического оборудования на планируемый расчетный подпериод определяется состав выводимых в ремонт ГР.

Фактическая производительность каждой останавливаемой градирни (т/ч) переводится в снижение активной мощности (МВт), которое будет иметь место на технологически связанных с ними генерирующих агрегатах, имеющих конденсаторы:

$$N_{рем}^{ГР} = f(W_{факт}^{ГР}) \quad (3), \text{ где:}$$

$W_{факт}^{ГР}$, $м^3 / ч$ – фактическая производительность останавливаемой градирни;

$N_{рем}^{ГР}$, $МВт$ – суммарное снижение мощности, обусловленное остановом градирни фактической производительностью $W_{факт}^{ГР}$, приходящееся на все технологически с ней связанные генерирующие агрегаты ТЭС с конденсаторами.

Перевод осуществляется на основании соответствия между $1 м^3/ч$ производительности выводимой в ремонт градирни и количеством МВт активной нагрузки генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами, обеспечиваемыми указанной производительностью.

Соответствие между производительностью градирни и активной нагрузкой генерирующего агрегата с конденсаторами, технологически связанной с рассматриваемой градирней, должно определяться согласно НТД электростанции.

В случае отсутствия в НТД необходимых характеристик рассматриваемое соответствие определяется согласно следующему соотношению:

$$N_{рем}^{ГР} = \frac{W_{факт}^{ГР}}{(160 \dots 200)}.$$

3.4. Суммарное снижение мощности, обусловленное остановом каждой градирни, должно распределяться между всеми технологически связанными с ней генерирующими агрегатами ТЭС с конденсаторами с учетом особенностей схемы технического водоснабжения ТЭС (взаимное расположение конденсатора

генерирующего агрегата и градирни, протяженность и гидравлическое сопротивление циркуляционного трубопровода и т.п.).

При невозможности учета вышеуказанных факторов снижение мощности распределяется пропорционально первоначальным располагаемым мощностям рассматриваемых генерирующих агрегатов ТЭС:

$$N_{\text{дон рем } c}^{GP} = N_{\text{рем}}^{GP} \cdot \frac{N_{0 \text{ расн } c}^{зп}}{C} \times N_{0 \text{ расн } c}^{зп} \quad (4), \text{ где:}$$

$$\dot{a}_{c=1} N_{0 \text{ расн } c}^{зп}$$

c – порядковый номер генерирующего агрегата ТЭС, связанной с останавливаемой градирней;

C – количество генерирующих агрегатов ТЭС, связанных с останавливаемой градирней;

$N_{\text{дон рем } c}^{GP}$, **МВт** – доля суммарного снижения мощности, обусловленного остановом градирни фактической производительностью $W_{\text{факт}}^{GP}$, распределенная на генерирующий агрегат ТЭС с конденсатором c (величина $N_{\text{дон рем } c}^{GP}$ не может превышать первоначальную располагаемую мощность генерирующего агрегата).

В случае если на генерирующем агрегате ТЭС с конденсатором, технологически связанной с останавливаемой градирней, отсутствуют ограничения установленной мощности, обусловленные работой СТВ, то дополнительно распределенное на него снижение мощности, обусловленное остановом градирни, учитывается в дальнейшем расчете как доля общегруппового ограничения, обусловленного работой СТВ.

В случае если генерирующий агрегат ТЭС с конденсатором, технологически связанный с останавливаемой градирней, имеет ограничения установленной мощности, обусловленные работой СТВ, то дополнительно распределенное на него снижение мощности, обусловленное остановом градирни, прибавляется к первоначальной доле указанного ограничения, распределенной на рассматриваемый генерирующий агрегат.

3.5. С учетом ожидаемых ограничений установленной мощности, дополнительных снижений располагаемой мощности, обусловленных остановом

градирен, и их перераспределения рассчитывается располагаемая мощность оставшихся в работе ТГ, ГТУ, ПГУ, БЛ и прочих генерирующих агрегатов ТЭС, а также ремонтное снижение генерирующих агрегатов, выводимых в ремонт.

Расчет должен учитывать изменения распределения прогнозных тепловых нагрузок между генерирующими агрегатами ТЭС, особенностей тепловой схемы ТЭС и режимов работы основного и вспомогательного оборудования и осуществляться по приведенному ниже алгоритму с использованием НТД электростанции.

3.5.1. В соответствии с плановым графиком ремонтов основного и вспомогательного энергетического оборудования на расчетный подпериод определяется состав выводимых в ремонт ТГ, ГТУ, ПГУ, БЛ и прочих генерирующих агрегатов ТЭС.

3.5.2. При выводе в ремонт ТГ, БЛ, ПГУ или иного генерирующего агрегата ТЭС, входящего в состав группы генерирующих агрегатов, на него распределяются доли соответствующего общегруппового ограничения (включая доли снижения мощности, обусловленного остановом ГР согласно п. 5.4), имевшие место на оставшихся в работе генерирующих агрегатах ТЭС, входящих в рассматриваемую группу.

Распределение осуществляется в объеме, не превышающем собственную располагаемую мощность выводимой в ремонт генерирующего агрегата ТЭС:

$$N_{grp\ don}^{grp\ b} = \dot{a} N_{grp\ b}^{grp} - \frac{N_{расп\ d}^{зусобств}}{D} \cdot \sum_{d=1}^{\dot{a}} N_{расп\ d}^{зусобств} \quad (5), \text{ где:}$$

$N_{grp\ don}^{grp\ b}$, MBm – доля общегруппового ограничения установленной мощности группы генерирующих агрегатов b (включая доли снижения мощности, обусловленного остановом ГР согласно п. 5.4), дополнительно распределенная на выводимую в ремонт генерирующий агрегат ТЭС;

$\dot{a} N_{grp\ b}^{grp}$, MBm – суммарная величина общегруппового ограничения установленной мощности группы генерирующих агрегатов b (включая доли снижения мощности, обусловленного остановом ГР согласно п. 5.4);

d – порядковый номер выводимой в ремонт генерирующего агрегата ТЭС, входящей в группу генерирующих агрегатов b ;

D – количество выводимых в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС, входящих в группу генерирующих агрегатов d .

3.5.3. Величина ремонтного снижения выводимой в ремонт генерирующего агрегата ТЭС определяется как разность между ее собственной располагаемой мощностью, дополнительно распределенными долями общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом градирен:

$$N_{рем\ oзр}^{эу} = N_{расп}^{эу\ собств} - \sum_{b=1}^B \dot{a} N_{oзр\ b}^{эу\ групп\ доп} \geq 0 \quad (6), \text{ где:}$$

$N_{рем\ oзр}^{эу}$, MBm – ремонтное снижение мощности на каждом выводимом в ремонт ТГ, БЛ, ПГУ и иной генерирующему агрегату ТЭС, определенное с учетом вывода прочих генерирующих агрегатов ТЭС, останова ГР и перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности.

В случае вывода в ремонт ТГ с противодавлением типов «Р», «ПР», «ТР», «ПТР» величина ремонтного снижения должна приниматься равной 0, за исключением случая, когда выполняются следующие условия:

на останавливаемый турбоагрегат с противодавлением распределена тепловая нагрузка;

в случае останова рассматриваемого турбоагрегата его тепловая нагрузка полностью, либо частично не может быть перераспределена на оставшиеся в работе турбоагрегаты, готовые к несению нагрузки (т.е. резервирование тепловой нагрузки недостаточно, либо отсутствует, потребитель тепла переводится на снабжение от РОУ, либо пиковых водогрейных котлов).

Ремонтное снижение мощности в данном случае должно соответствовать величине тепловой нагрузки турбоагрегата, которая не может быть перераспределена на иные турбоагрегаты, готовые к несению нагрузки, и определяться согласно НТД электростанции.

3.5.4. В случае если суммарная величина общегруппового ограничения превышает располагаемую мощность выводимых в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС, ремонтное снижение мощности выводимых в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС принимается равным 0, а оставшаяся доля общегруппового ограничения (включая доли снижения мощности, обусловленного останом ГР согласно п. 5.4) перераспределяется между оставшимися в работе генерирующими агрегатами ТЭС, входящими в рассматриваемую группу генерирующих агрегатов.

Распределение осуществляется пропорционально собственным располагаемым мощностям оставшихся в работе агрегатов ТЭС:

$$N_{\text{огр } b}^{\text{зуп доп}} = \sum_{e=1}^E \dot{a} N_{\text{огр } b}^{\text{зуп } 0} + N_{\text{огр } b}^{\text{зуп доп}} \left(\frac{\ddot{0}}{\dot{0}} - \frac{N_{\text{расп } f}^{\text{зуп собств}}}{F} \right) \geq 0 \quad (7), \text{ где:}$$

e – порядковый номер выведенной в ремонт генерирующего агрегата ТЭС, входящей в группу генерирующих агрегатов b ;

E – количество выведенных в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС, входящих в группу генерирующих агрегатов b ;

f – порядковый номер оставшейся в работе генерирующего агрегата ТЭС, входящей в группу генерирующих агрегатов b ;

F – количество оставшихся в работе генерирующих агрегатов ТЭС, входящих в группу генерирующих агрегатов b .

В случае если рассматриваемый генерирующий агрегат входит в несколько групп генерирующих агрегатов, то распределение долей в каждой последующей группе осуществляется с учетом ранее распределенных долей в других группах.

Приоритет типов общегрупповых ограничений установленной мощности при распределении их долей на каждую выводимую в ремонт генерирующий агрегат ТЭС определяется на основании анализа вклада каждой генерирующего агрегата в соответствующее общегрупповое ограничение и устанавливается в следующем порядке:

- 1) ограничения, обусловленные работой системы технического водоснабжения и снижения мощности, вызванные останом ГР;

- 2) ограничения, обусловленные особенностями отпуска тепловой энергии;
- 3) сетевые ограничения;
- 4) прочие общегрупповые ограничения.

В случае если согласно плановому графику ремонтов основного и вспомогательного оборудования ни один из генерирующих агрегатов ТЭС не выведен в ремонт, то распределение долей общегрупповых ограничений установленной мощности (включая доли снижения мощности, обусловленного останом градирен согласно п. 5.4) между генерирующими агрегатами должно соответствовать исходному, определенному согласно п.п. 5.2, 5.4.

3.5.5. Располагаемая мощность каждого генерирующего агрегата ТЭС, оставшегося в работе, определяется как разность между его собственной располагаемой мощностью, дополнительно распределенными долями общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных останом градирен:

$$N_{I \text{ расн}}^{\text{зп}} = N_{\text{расн}}^{\text{зп собств}} - \sum_{b=1}^B N_{\text{огр } b}^{\text{зпун доп}} \approx 0 \quad (8), \text{ где:}$$

$N_{I \text{ расн}}^{\text{зп}}$, **МВт** – располагаемая мощность генерирующего агрегата ТЭС, определенная с учетом останова ГР и перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности при выводе в ремонт иных генерирующих агрегатов ТЭС.

Располагаемая мощность каждого оставшегося в работе генерирующего агрегата ТЭС, технологически не зависящей от режима работы системы технического водоснабжения ТЭС, определяется только с учетом перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и требований п. 5.6 настоящих Методических рекомендаций.

3.6. Определение итоговых величин ремонтных снижений и рабочей мощности отдельных генерирующих агрегатов ТЭС и ТЭС в целом основано на сравнении требуемого расхода пара в голову оставшихся в работе генерирующих агрегатов и располагаемого расхода пара, который могут обеспечить паровые котлы, ГТУ с котлами-утилизаторами и РОУ, и осуществляется по следующему алгоритму:

3.6.1. С учетом прогнозируемого распределения тепловых нагрузок между генерирующими агрегатами согласно НТД электростанции определяется требуемый расход пара в голову каждого ТГ, соответствующий его располагаемой мощности, определенной согласно п. 5.5.5 при фактических величинах параметров пара в регулируемых отборах:

$$D_0^{проб} = f(N_{1 расч}^{зп}; Q_m; D_n) \quad (9), \text{ где:}$$

$D_0^{проб}, \text{ м}^3 / \text{ч}$ – требуемый расход пара в голову оставшегося в работе ТГ;

$Q_m, \text{ Гкал} / \text{ч}$ – прогнозируемая тепловая нагрузка ТГ теплофикационных параметров;

$D_n, \text{ м}^3 / \text{ч}$ – прогнозируемая тепловая нагрузка ТГ производственных параметров.

При отсутствии данных о прогнозном распределении тепловых нагрузок между генерирующими агрегатами ТЭС выбор расчетных тепловых нагрузок и соответствующих используемых в расчете энергетических характеристик должен осуществляться по следующему алгоритму:

- Для ТГ типов «Т», «ПТ», «ТР», «ПТР», «Р» (работающих на теплосеть):

в зимний месяц отопительного периода Q_m принимается равной 100% номинальной тепловой нагрузки ТГ;

в весенний (осенний) месяц отопительного периода Q_m принимается равной 50% номинальной тепловой нагрузки ТГ;

в неотапительный период Q_m принимается равной 0;

- Для ТГ типов «П», «ПТ», «ПТР» D_n принимается равной 50% номинальной тепловой нагрузки ТГ;

- Для ТГ типов «Р», «ПР», «ТР», «ПТР», отпускающих пар противодавления не на нужды теплосети, величина D_n принимается в соответствии с ожидаемыми величинами ограничений установленной мощности рассматриваемых ТГ при номинальной величине противодавления в соответствии с паспортными характеристиками ТГ.

3.6.2. В соответствии с графиком ремонтов основного и вспомогательного энергетического оборудования на расчетный подпериод определяется состав выводимых в ремонт ПК, ГТУ с КУ.

Согласно паспортным данным с учетом фактического состояния оборудования определяется располагаемая паропроизводительность каждого оставшегося в работе ПК $D_{расч}$.

3.6.3. Для каждой группы генерирующих агрегатов, снабжающейся паром от одних и тех же ПК, ГТУ с КУ, определяется суммарная располагаемая паропроизводительность оставшихся в работе ПК, ГТУ с КУ и сравнивается с суммарным требуемым расходом пара в голову оставшихся в работе ТГ в составе рассматриваемой группы генерирующих агрегатов в целях определения наличия дефицита, либо избытка паропроизводительности.

$$DD_0 = \sum_{g=1}^G D_{расч\ g} - \sum_{h=1}^H D_{0h}^{треб} \quad (10), \text{ где:}$$

g – порядковый номер оставшегося в работе ПК, связанного с рассматриваемой группой генерирующих агрегатов;

G – количество оставшихся в работе ПК, связанных с рассматриваемой группой генерирующих агрегатов;

h – порядковый номер оставшейся в работе генерирующего агрегата в составе рассматриваемой группы;

H – количество ТГ оставшихся в работе генерирующих агрегатов в составе рассматриваемой группы.

3.6.4. В случае если $DD_0 \geq 0$ ремонтное снижение на выводимых в ремонт ПК, ГТУ с КУ принимается равным 0.

3.6.5. В случае если $DD_0 < 0$, то ремонтное снижение на выводимых в ремонт ПК, ГТУ с КУ определяется по следующему алгоритму:

3.6.5.1. Величина дефицита паропроизводительности должна распределяться между оставшимися в работе ТГ, снабжающимися паром от рассматриваемой группы

ПК, ГТУ с КУ, с учетом особенностей тепловой схемы ТЭС (удаленность того или иного ТГ от рассматриваемого ПК, ГТУ с КУ, положение запорной арматуры и т.п.).

При невозможности учета вышеуказанных факторов распределение осуществляется по следующему алгоритму пропорционально требуемому расходу пара в голову каждого ТГ:

$$D_{0i}^{def} = DD_0 \cdot \frac{D_{0i}^{mpeb}}{I} \cdot \sum_{i=1}^n D_{0i}^{mpeb} \quad (11), \text{ где:}$$

i – порядковый номер оставшегося в работе ТГ, снабжающегося паром от рассматриваемой группы ПК, ГТУ с КУ;

I – количество оставшихся в работе ТГ, снабжающихся паром от рассматриваемой группы ПК, ГТУ с КУ;

$D_{0i}^{def}, m / ч$ – доля суммарного дефицита паропроизводительности, распределенная на оставшийся в работе турбоагрегат i .

3.6.5.2. Для каждого оставшегося в работе ТГ i определяется располагаемый расход пара в голову:

$$D_0^{расч} = D_0^{mpeb} - D_0^{def} \quad (12), \text{ где:}$$

$D_0^{расч}, m / ч$ – располагаемый расход пара в голову.

3.6.5.3. На основании располагаемого расхода пара в голову ТГ с учетом прогнозируемого распределения тепловых нагрузок между ТГ согласно НТД электростанции определяется его фактическая располагаемая мощность:

$$N_{расч}^{эу} = f(D_0^{расч}; Q_m; D_n) \quad (13), \text{ где:}$$

$N_{расч}^{эу}, MBm$ – фактическая располагаемая мощность оставшегося в работе ТГ, снабжающегося паром от рассматриваемой группы ПК, ГТУ с КУ.

Располагаемая мощность каждой оставшегося в работе генерирующего агрегата ТЭС, технологически не зависящего от располагаемой

паропроизводительности, определяется только с учетом п. 5.5 настоящих Методических рекомендаций.

Выбор расчетных тепловых нагрузок и соответствующих используемых в расчете энергетических характеристик должен осуществляться в соответствии с п. 5.6.1 настоящих Методических рекомендаций.

3.6.5.4. Для каждого оставшегося в работе ТГ, снабжающегося паром от рассматриваемой группы ПК, ГТУ с КУ, определяется снижение мощности, обусловленное остановом технологически связанных с ним ПК, ГТУ с КУ:

$$N_{рем}^{ПК} = N_{расч}^{зп} - N_{расч}^{зп} \cdot \theta \quad (14), \text{ где:}$$

$N_{рем}^{ПК}$, **МВт** – снижение мощности ТГ, обусловленное остановом технологически связанных с ним ПК, ГТУ с КУ.

3.6.5.5. Для каждой группы останавливаемых ПК, ГТУ с КУ рассчитывается суммарное снижение мощности на всех технологически связанных с ними ТГ, обусловленное остановом ПК, ГТУ с КУ:

$$SN_{рем}^{ПК} = \sum_{i=1}^I N_{рем\ i}^{ПК} \quad (15), \text{ где:}$$

$SN_{рем}^{ПК}$, **МВт** – суммарное снижение мощности, обусловленное остановом группы ПК, ГТУ с КУ.

3.6.5.6. Суммарное снижение мощности, обусловленное остановом группы ПК, ГТУ с КУ, распределяется между останавливаемыми ПК, ГТУ с КУ пропорционально их располагаемой паропроизводительности:

$$N_{ПК\ j} = SN_{рем}^{ПК} \cdot \frac{D_{расч\ j}}{\sum_{j=1}^J D_{расч\ j}} \quad (16), \text{ где:}$$

j – порядковый номер останавливаемого ПК, ГТУ с КУ;

J – количество ПК, выводимых в ремонт.

$N_{ПК\ j}$, **МВт** – ремонтное снижение мощности, обусловленное остановом ПК, ГТУ с КУ j .

3.7. Итоговая величина рабочей мощности ТЭС в расчетном подпериоде определяется как сумма располагаемых мощностей отдельных генерирующих агрегатов ТЭС, определенных в соответствии с п. 5.5.5 (для ГТУ и прочих генерирующих агрегатов, технологически не зависящих от величины располагаемой паропроизводительности) и п. 5.6.5.3 настоящих методических рекомендаций:

$$N_{\text{раб}}^{\text{нпер}} = \dot{a} \sum_{k=1}^K N_{\text{раснк}}^{\text{зп}} + \dot{a} \sum_{l=1}^L N_{\text{раснл}}^{\text{зп}} \quad (17), \text{ где:}$$

$N_{\text{раб}}^{\text{нпер}}$ – средняя за расчетный подпериод рабочая мощность ТЭС;

k – порядковый номер оставшейся в работе генерирующего агрегата ТЭС, не зависящей от располагаемой паропроизводительности;

K – количество оставшихся в работе генерирующих агрегатов ТЭС, зависящих от располагаемой паропроизводительности;

l – порядковый номер оставшейся в работе генерирующего агрегата ТЭС, зависящей от располагаемой паропроизводительности;

L – количество оставшихся в работе генерирующих агрегатов ТЭС, зависящих от располагаемой паропроизводительности.

3.8. Рабочая мощность ТЭС в расчетном периоде определяется как средняя величина по всем расчетным подпериодам в составе расчетного периода, взвешенная по количеству календарных суток, входящих в каждый расчетный подпериод:

$$N_{\text{раб}}^{\text{нпер}} = \frac{\dot{a} \sum_{m=1}^M (n \cdot N_{\text{раб}}^{\text{нпер}})_m}{N} \quad (18), \text{ где:}$$

$N_{\text{раб}}^{\text{нпер}}, MBm$ – средняя рабочая мощность за расчетный период;

m – порядковый номер подпериода в составе расчетного периода;

M – количество подпериодов в расчетном периоде;

n – число календарных суток в расчетном подпериоде;

N – число календарных суток в расчетном периоде.

3.9. Ремонтное снижение мощности ТЭС обусловленное выводом в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС, определяется как сумма ремонтных снижений

мощности соответствующих генерирующих агрегатов, определенных с учетом перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и остановов ГР:

$$N_{\text{рем зу}}^{\text{нпер}} = \dot{\mathbf{a}} \sum_{o=1}^O N_{\text{рем озр } o}^{\text{зу}} \quad (19), \text{ где:}$$

$N_{\text{рем зу}}^{\text{нпер}}$, **МВт** – ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное выводом в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС;

o – порядковый номер выводимой в ремонт генерирующего агрегата ТЭС;

O – количество выводимых в ремонт генерирующих агрегатов ТЭС.

3.10. Ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное остановами ГР, определяется как сумма ремонтных снижений, обусловленных всеми останавливаемыми ГР:

$$N_{\text{рем ГР}}^{\text{нпер}} = \dot{\mathbf{a}} \sum_{p}^P N_{\text{рем } p}^{\text{ГР}} \quad (20), \text{ где:}$$

$N_{\text{рем ГР}}^{\text{нпер}}$, **МВт** – ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное остановом ГР;

p – порядковый номер останавливаемой ГР;

P – количество останавливаемых ГР.

3.11. Ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное остановами ПК, ГТУ с КУ определяется как сумма ремонтных снижений, обусловленных всеми останавливаемыми ПК, ГТУ с КУ:

$$N_{\text{рем ПК}}^{\text{нпер}} = \dot{\mathbf{a}} \sum_{q}^Q N_{\text{ПК } q} \quad (21), \text{ где:}$$

$N_{\text{рем ПК}}^{\text{нпер}}$, **МВт** – ремонтное снижение мощности ТЭС, обусловленное остановом ПК, ГТУ с КУ;

q – порядковый номер останавливаемого ПК, ГТУ с КУ;

Q – количество останавливаемых ПК, ГТУ с КУ.

3.12. Итоговое ремонтное снижение мощности ТЭС в расчетном подпериоде определяется как сумма ремонтных снижений, обусловленных выводом в ремонт

генерирующих агрегатов ТЭС и остановами ГР, ПК, ГТУ с КУ:

$$N_{рем}^{пер} = N_{рем\ эу}^{пер} + N_{рем\ ГР}^{пер} + N_{рем\ ПК}^{пер} \quad (22), \text{ где:}$$

$N_{рем}^{пер}$, $МВт$ – ремонтное снижение мощности ТЭС в расчетном подпериоде.

3.13. Ремонтное снижение мощности ТЭС в расчетном периоде определяется как средняя величина по всем расчетным подпериодам в составе расчетного периода, взвешенная по количеству календарных суток, входящих в каждый расчетный подпериод:

$$N_{рем}^{пер} = \frac{\sum_{m=1}^M (n \cdot N_{рем}^{пер})_m}{N} \quad (18), \text{ где:}$$

$N_{рем}^{пер}$, $МВт$ – среднее ремонтное снижение мощности за расчетный период.

4. Особенности определения ремонтного снижения мощности при выводе в ремонт отдельных элементов схемы ТЭС

4.1. Вывод в ремонт ЦНС учитывается остановом соответствующих ГР, технологически связанных с рассматриваемой ЦНС.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующих агрегатов ТЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанной (связанных) с ними ЦНС, определяется с учетом фактической производительности останавливаемых ГР, технологически связанных с рассматриваемой ЦНС в соответствии с п.п. 5.3-5.5 настоящих Методических рекомендаций и по результатам расчета относится на выводимую в ремонт ЦНС.

Для ТЭС с прямоточной системой технического водоснабжения вывод ЦНС в ремонт учитывается остановом всех технологически связанных с выводимой в ремонт ЦНС генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами.

Ремонтное снижение в данном случае принимается равным суммарной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами, определенной в соответствии с п.п. 5.5 настоящих Методических рекомендаций, и по результатам расчета относится на выводимую в ремонт ЦНС.

4.2. Расчет ремонтного снижения мощности генерирующих агрегатов ТЭС, обусловленного выводом в ремонт ЦВ, осуществляется с учетом особенностей

тепловой схемы рассматриваемой электростанции.

В случае если установленные на ТЭС ГР технологически связаны с несколькими ЦВ, снабжающими конденсаторы ТГ охлаждающей водой, и каждый ТГ снабжается охлаждающей водой только одним ЦВ, вывод в ремонт ЦВ учитывается остановом соответствующих ТГ с конденсаторами. Расчет ремонтного снижения мощности, обусловленного выводом в ремонт ЦВ, в данном случае осуществляется в соответствии с п.п. 5.5 настоящих Методических рекомендаций и относится на выводимый в ремонт ЦВ.

В случае если установленные на ТЭС ГР технологически связаны с одним ЦВ, снабжающим конденсаторы ТГ охлаждающей водой, вывод в ремонт ЦВ учитывается остановом соответствующих ГР. Расчет ремонтного снижения мощности, обусловленного выводом в ремонт ЦВ, в данном случае осуществляется в соответствии с п.п. 5.3-5.5 настоящих Методических рекомендаций и относится на выводимый в ремонт ЦВ.

Для ТЭС с прямоточной системой технического водоснабжения вывод ЦВ в ремонт учитывается остановом всех технологически связанных с выводимым в ремонт ЦВ генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами.

Ремонтное снижение в данном случае принимается равным суммарной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами, определенной в соответствии с п.п. 5.5 настоящих Методических рекомендаций, и по результатам расчета относится на выводимый в ремонт ЦВ.

4.3. Вывод в ремонт ГРП учитывается остановом соответствующих ПК, ГТУ с КУ, технологически связанных с выводимым в ремонт ГРП.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующих агрегатов ТЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ними ГРП, определяется с учетом фактической паропроизводительности останавливаемых ПК, ГТУ с КУ, технологически связанных с выводимым в ремонт ГРП, в соответствии с п. 5.6 настоящих Методических рекомендаций и по результатам расчета относится на выводимый в ремонт ГРП.

4.4. Вывод в ремонт ДТ учитывается остановом соответствующих ПК, технологически связанных с выводимой в ремонт ДТ.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующих агрегатов ТЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанной с ними ДТ, определяется с учетом фактической паропроизводительности останавливаемых ПК, технологически связанных с выводимой в ремонт ДТ, в соответствии с п. 5.6 настоящих Методических рекомендаций и по результатам расчета относится на выводимую в ремонт ДТ.

4.5. Вывод в ремонт ГПП учитывается остановом всех ТГ, ПК и ГТУ с КУ, технологически связанных с выводимым в ремонт ГПП.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующих агрегатов ТЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ними ГПП, определяется с учетом фактической паропроизводительности останавливаемых ПК и перераспределения общегрупповых ограничений и снижений мощности, обусловленных остановом ГР, между останавливаемыми и оставшимися в работе генерирующими агрегатами ТЭС.

Ремонтное снижение определяется в соответствии с п.п. 5.3-5.6 настоящих Методических рекомендаций и по результатам расчета относится на выводимый в ремонт ГПП.

4.6. Вывод в ремонт Г учитывается остановом соответствующей генерирующего агрегата ТЭС.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующего агрегата ТЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней Г, определяется в соответствии с п.п. 5.3-5.6 настоящих Методических рекомендаций и по результатам расчета относится на выводимый в ремонт Г.

4.7. Вывод в ремонт ТР учитывается остановом соответствующей генерирующего агрегата ТЭС (генерирующих агрегатов ТЭС), технологически связанных с рассматриваемым ТР.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующего агрегата ТЭС (генерирующих агрегатов ТЭС), обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ТР, определяется в соответствии с п.п. 5.3-5.6 настоящих Методических рекомендаций и по результатам расчета относится на выводимый в ремонт ТР.

4.8. Вывод в ремонт ПВО учитывается остановом соответствующего основного оборудования ТЭС (генерирующий агрегат, ПК, ГТУ с ПК), технологически связанного с выводимым в ремонт ПВО.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующего агрегата ТЭС (генерирующих агрегатов ТЭС), обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ПВО, определяется в соответствии с п.п. 5.3-5.6, либо п. 5.6 настоящих Методических рекомендаций и по результатам расчета относится на выводимое в ремонт ПВО.

4.9. В случае останова всех ГР, технологически связанных с генерирующими агрегатами ТЭС с конденсаторами, ремонтное снижение, обусловленное остановом ГР, принимается равным суммарной первоначальной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов ТЭС с конденсаторами, определенной в соответствии с п. 5.2 настоящих Методических рекомендаций.

По результатам расчета суммарное ремонтное снижение распределяется между останавливаемыми ГР с учетом особенностей схемы ТЭС (удаленность ГР от генерирующего агрегата ТЭС, гидравлическое сопротивление ЦВ и т.п.), либо, при невозможности учета указанных факторов, распределяется пропорционально производительности останавливаемых ГР.

4.10. В случае останова всех ПК, ГТУ с КУ, технологически связанных с генерирующими агрегатами ТЭС, зависящими от располагаемой паропроизводительности, ремонтное снижение, обусловленное остановом ПК, ГТУ с КУ, принимается равным суммарной первоначальной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов ТЭС, определенной в соответствии с п. 5.2 настоящих Методических рекомендаций.

По результатам расчета суммарное ремонтное снижение распределяется между останавливаемыми ПК, ГТУ с КУ с учетом особенностей схемы ТЭС (удаленность ПК, ГТУ с КУ от генерирующего агрегата ТЭС, положение регулирующей арматуры и т.п.), либо, при невозможности учета указанных факторов, распределяется пропорционально паропроизводительности останавливаемых ПК, КУ.

4.11. В случае если по результатам перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных

остановом ГР и прочего вспомогательного оборудования, определенных в соответствии с п. 5.5 настоящих Методических рекомендаций, изменена первоначальная располагаемая мощность приключенного ТГ, то при расчете ремонтных снижений необходимо учесть соответствующее изменение располагаемой мощности предвключенного ТГ.

4.12. Вывод в ремонт предвключенного (приключенного) ТГ учитывается остановом оставшегося приключенного (предвключенного) ТГ со снижением мощности, определенным по результатам перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом ГР, определенных в соответствии с п. 5.5 настоящих Методических рекомендаций.

Итоговое ремонтное снижение мощности, равное суммарной располагаемой мощности приключенного и предвключенного ТГ, по результатам расчета относится на выводимый в ремонт предвключенный или приключенный ТГ.

4.13. Особенности учета вывода в ремонт энергоблочного оборудования.

4.13.1. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт ТГ в составе БЛ, определяется с учетом его располагаемой мощности, рассчитанной в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций, и по результатам расчета относится на соответствующий БЛ.

4.13.2. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт ПК в составе моноблока БЛ (двух корпусов ПК в составе дубль-блока БЛ), определяется с учетом располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого БЛ, рассчитанной в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций, и по результатам расчета относится на соответствующий БЛ.

4.13.3. В случае вывода в ремонт корпуса ПК в составе дубль-блока БЛ ремонтное снижение мощности должно определяться по следующему алгоритму:

в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций определяется располагаемая мощность ТГ в составе рассматриваемого БЛ;

согласно НТД определяется требуемый расход пара в голову ТГ и сравнивается с располагаемой паропроизводительностью, которая может быть обеспечена оставшимся в работе корпусом ПК в составе БЛ;

с учетом определенного дефицита, либо избытка пара, согласно НТД рассчитывается фактическая располагаемая мощность ТГ в составе рассматриваемого БЛ, на основании которой определяется ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт корпуса ПК;

по результатам расчета ремонтное снижение относится на соответствующий БЛ.

В общем случае ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт корпуса ПК, может быть принято равным 50% располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого БЛ, определенной в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций, и отнесено на соответствующий БЛ.

4.13.4. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт Г, либо ТР в составе БЛ, определяется с учетом располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого БЛ, рассчитанной в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций, и по результатам расчета относится на соответствующий БЛ.

4.13.5. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт ТГ в составе ПГУ, определяется с учетом располагаемой мощности выводимого в ремонт ТГ и всех технологически связанных с ним ГТУ, рассчитанной в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций, и по результатам расчета относится на соответствующий ПГУ (если тепловой схемой энергоблока не предусмотрена автономная работа газовых турбин в составе энергоблока ПГУ).

4.13.6. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт всех ГТУ (КУ) в составе ПГУ, определяется с учетом располагаемой мощности выводимых в ремонт ГТУ (либо останавливаемых вследствие вывода в ремонт КУ) и технологически связанного с ними ТГ, рассчитанной в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций, и по результатам расчета относится на соответствующий ПГУ.

4.13.7. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт одной ГТУ (одного КУ) в составе дубль-блока ПГУ, должно определяться по следующему алгоритму:

в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций определяется располагаемая мощность ТГ в составе рассматриваемого ПГУ;

согласно НТД определяется требуемый расход пара в голову ТГ и сравнивается с располагаемой паропроизводительностью, которая может быть обеспечена оставшимся в работе КУ в составе БЛ при одной работающей ГТУ;

с учетом определенного дефицита, либо избытка пара, согласно НТД рассчитывается фактическая располагаемая мощность ТГ в составе рассматриваемого ПГУ, на основании которой определяется ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт одной ГТУ (одного КУ);

по результатам расчета ремонтное снижение относится на соответствующий ПГУ.

В общем случае ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт одной ГТУ (одного КУ) в составе дубль-блока ПГУ, может быть принято равным 50% располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого ПГУ, определенной в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций, и отнесено на соответствующий ПГУ.

4.13.8. В случае если по результатам перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом ГР, определенных в соответствии п. 5.5 настоящих Методических рекомендаций, изменена первоначальная располагаемая мощность ТГ в составе ПГУ, то при расчете ремонтных снижений мощности необходимо учесть соответствующее изменение располагаемой мощности ГТУ в составе энергоблока ПГУ.

4.13.9. Вывод в ремонт ДКС учитывается остановом всех ГТУ и ТГ в составе рассматриваемого ПГУ. Ремонтное снижение мощности в данном случае определяется с учетом величины располагаемой мощности ТГ в составе ПГУ, рассчитанной в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций, и располагаемой мощности ГТУ, соответствующей располагаемой мощности ТГ.

По результатам расчета ремонтное снижение относится на рассматриваемый ПГУ.

5. Приоритетность учета ремонтных снижений при одновременном выводе в ремонт различных типов оборудования электростанции

При одновременном выводе в ремонт различных типов оборудования электростанции при прочих равных условиях ремонтное снижение должно быть отнесено:

при выводе ДТ и ПК – на ДТ;

при выводе ГРП и ПК – на ГРП;

при выводе ГРП и ДТ – на ГРП;

при выводе ЦНС и ГР – на ЦНС;

при выводе ЦВ и ГР – на ЦВ;

при выводе ЦНС и ЦВ – на ЦНС;

при выводе ТГ (Г, ТР) и ГР – на ГР;

при выводе ТГ (Г, ТР) и ПК – на ТГ;

при выводе ГПП вместе с иным типом оборудования – на ГПП;

при выводе ПВО вместе с иным типом оборудования – на ПВО с учетом типа оборудования, останавливаемого вследствие вывода в ремонт ПВО и требований настоящего пункта.

6. Алгоритм расчета рабочей мощности и ремонтного снижения мощности генерирующих агрегатов АЭС

6.1. Алгоритм расчета рабочей мощности и ремонтных снижений мощности АЭС с учетом перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом ГР и прочего вспомогательного оборудования, аналогичен п.п. 5.1-5.5, 5.7-5.10, 5.12, 5.13, 6.8 настоящих Методических рекомендаций.

6.2. Особенности определения ремонтного снижения мощности при выводе в ремонт отдельных элементов схемы АЭС:

6.2.1. В случае вывода в ремонт ТГ в составе дубль-блока АЭС ремонтное снижение мощности должно определяться с учетом его располагаемой мощности, рассчитанной по результатам перераспределения общегрупповых ограничений установленной мощности и снижений мощности, обусловленных остановом ГР, в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций и по результатам расчета относится на соответствующий БЛ.

6.2.2. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт Р в составе БЛ АЭС определяется с учетом располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого БЛ, рассчитанной в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций, и по результатам расчета относится на соответствующий БЛ.

6.2.3. В случае останова всех ГР, технологически связанных с генерирующей агрегатами АЭС с конденсаторами, ремонтное снижение, обусловленное остановом ГР, принимается равным суммарной первоначальной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов АЭС с конденсаторами, определенной в соответствии с п. 5.2 настоящих Методических рекомендаций, и относится на соответствующий БЛ.

6.2.4. Ремонтное снижение мощности, обусловленное выводом в ремонт Г, либо ТР в составе БЛ АЭС, определяется с учетом располагаемой мощности ТГ в составе рассматриваемого БЛ, рассчитанной в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций, и по результатам расчета относится на соответствующий БЛ.

6.2.5. Вывод в ремонт ЦНС учитывается остановом соответствующих ГР, технологически связанных с рассматриваемой ЦНС.

В указанном случае ремонтное снижение мощности генерирующих агрегатов АЭС, обусловленное выводом в ремонт технологически связанной (связанных) с ними ЦНС, определяется с учетом фактической производительности останавливаемых ГР, технологически связанных с рассматриваемой ЦНС, в соответствии с п.п. 5.3-5.5 настоящих Методических рекомендаций и по результатам расчета относится соответствующий БЛ.

Для АЭС с прямоточной системой технического водоснабжения вывод ЦНС в ремонт учитывается остановом всех технологически связанных с выводимой в ремонт ЦНС генерирующих агрегатов АЭС с конденсаторами.

Ремонтное снижение в данном случае принимается равным суммарной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов АЭС с конденсаторами, определенной в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций, и по результатам расчета относится на соответствующий БЛ.

6.2.6. Вывод в ремонт ЦВ учитывается остановом соответствующих ГР. Расчет ремонтного снижения мощности, обусловленного выводом в ремонт ЦВ, в данном случае осуществляется в соответствии с п.п. 5.3-5.6 настоящих Методических рекомендаций и по результатам расчета относится на соответствующий БЛ.

Для АЭС с прямоточной системой технического водоснабжения вывод ЦВ в ремонт учитывается остановом всех технологически связанных с выводимым в ремонт ЦВ генерирующих агрегатов АЭС с конденсаторами.

Ремонтное снижение в данном случае принимается равным суммарной располагаемой мощности соответствующих генерирующих агрегатов АЭС с конденсаторами, определенной в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций, и по результатам расчета относится на соответствующий БЛ.

6.2.7. Вывод в ремонт ПВО учитывается остановом соответствующего основного оборудования АЭС, технологически связанного с выводимым в ремонт ПВО.

В указанном случае ремонтное снижение мощности ТГ, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ПВО, определяется в соответствии с п.п. 5.1-5.5 настоящих Методических рекомендаций и по результатам расчета относится на выводимое в ремонт ПВО.

7. Особенности определения ремонтных снижений и рабочей мощности ГЭС

7.1. Алгоритм расчета рабочей мощности и ремонтных снижений мощности ГЭС с учетом перераспределения общегрупповых ограничений установленной

мощности аналогичен п.п. 5.1, 5.2, 5.5, 5.7-5.9, 5.12, 5.13, 6.8 настоящих Методических рекомендаций.

7.2. Особенности определения ремонтного снижения мощности при выводе в ремонт отдельных элементов схемы ГЭС:

7.2.1. Вывод в ремонт Г учитывается остановом соответствующего ГГ.

7.2.2. В указанном случае ремонтное снижение мощности ГГ, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней Г, определяется в соответствии с п.п. 5.1, 5.2, 5.5 настоящих Методических рекомендаций и по результатам расчета относится на выводимый в ремонт Г.

7.2.3. Вывод в ремонт ТР учитывается остановом соответствующих ГГ, технологически связанных с рассматриваемым ТР.

В указанном случае ремонтное снижение мощности ГГ, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ТР, определяется в соответствии с п.п. 5.1, 5.2, 5.5 настоящих Методических рекомендаций и по результатам расчета относится на выводимый в ремонт ТР.

7.2.4. Вывод в ремонт ПВО учитывается остановом соответствующего основного оборудования ГЭС (ГГ, ТР, Г), технологически связанного с выводимым в ремонт ПВО.

В указанном случае ремонтное снижение мощности ГГ, обусловленное выводом в ремонт технологически связанного с ней (ними) ПВО, определяется в соответствии с п.п. 5.1, 5.2, 5.5 настоящих Методических рекомендаций и по результатам расчета относится на выводимое в ремонт ПВО.

¹ ЦВД – цилиндр высокого давления.

² ГГ – газовая турбина.

³ ПГУ – парогазовая установка.

⁴ ГТУ – газотурбинная установка.

⁵ КУ – котел-утилизатор.

⁶ ПТ – паровая турбина.

^{vii} ЦВД – цилиндр высокого давления.

^{viii} ЦСД – цилиндр среднего давления.

^{ix} ТГ – турбогенератор.

^x N ном – номинальная мощность.