

Изменения, вносимые в **Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка** в связи с приведением в соответствие содержания *Технических требований к генерирующему оборудованию участников оптового рынка, Порядка установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям и Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
1.2.	<p><b>1.2. Требования, определяющие готовность генерирующего оборудования</b></p> <p>Генерирующее оборудование признается готовым к выработке электрической энергии, если:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. СО подтверждено, что обеспечена возможность использования генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее ОПРЧ);</li> <li>2. СО подтверждено, что обеспечена возможность использования генерирующего оборудования при регулировании реактивной электрической мощности, т.е. обеспечено предоставление диапазона регулирования реактивной мощности;</li> <li>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;</li> <li>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);</li> <li>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).</li> </ol>	<p><b>1.2. Требования, определяющие готовность генерирующего оборудования</b></p> <p>Генерирующее оборудование признается готовым к выработке электрической энергии, если СО подтверждено, что:</p> <p><b>1.2.1. Поставщиком обеспечена возможность использования генерирующего оборудования:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• при общем первичном регулировании частоты электрического тока (далее – ОПРЧ);</li> <li>• при регулировании реактивной электрической мощности, т.е. обеспечено предоставление диапазона регулирования реактивной мощности;</li> <li>• при 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;</li> </ul> <p><b>1.2.2.</b> 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);</p> <p><b>1.2.3.</b> В отношении генерирующего оборудования выполнены технические требования к системе обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО (далее – СОТИАССО).</p>

Добавить

3.6.

### 3.5 Требования к оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ

СО осуществляет регистрацию и формирует данные о случаях участия/неучастия (участия, не соответствующего *Техническим требованиям*) генерирующего оборудования в ОПРЧ на основании данных систем мониторинга участия в ОПРЧ генерирующего оборудования, действующих на основе оперативно-информационных комплексов (далее – ОИК) или иных специализированных систем СО, в соответствии с *Техническими требованиями*, а также расследования случаев значимого изменения частоты электрического тока (превышающих  $\pm 0,2$  Гц).

#### 3.5.1. Критерии количественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ

Фактическая величина выдаваемой генерирующим оборудованием первичной мощности определяется выражением:

$$P_{\text{п}} = P - P_0, \text{ МВт} \quad (1),$$

где  $P$ , МВт – текущая мощность генерирующего оборудования при текущей частоте ( $f$ , Гц);

$P_0$  – исходная мощность генерирующего оборудования;

Требуемая величина первичной мощности определяется выражением:

$$P_{\text{тп}} = - \frac{100}{S\%} \cdot \frac{P_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}} \cdot K_{\Delta} \cdot \Delta f_{\text{р}}, \text{ МВт} \quad (2),$$

где  $S\%$  – статизм системы первичного регулирования;

$P_{\text{ном}}$ , МВт – номинальная мощность генерирующего оборудования;

$\Delta f_{\text{р}}$ , Гц – расчетная величина отклонения частоты;

$K_{\Delta}$  – коэффициент, учитывающий динамику выдачи первичной мощности, нормированную для разного типа генерирующего оборудования *Техническими требованиями* при скачкообразном характере возмущения по частоте.

Принимается, что:

1.  $\Delta f_{\text{р}}=0$  при отклонениях частоты не превышающих зону нечувствительности ( $f_{\text{нч}}$ , Гц) / «мертвую полосу» ( $f_{\text{мл}}$ , Гц) первичного регулирования;
2.  $\Delta f_{\text{р}} \neq 0$  при отклонениях частоты превышающих зону нечувствительности/ «мертвую полосу» первичного регулирования.

Ниже представлены возможные варианты размещения статической характеристики генерирующего оборудования:

1. Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования, не оснащенного регулятором мощности, показана на рис. 1. (характеристика дана для случая несимметричного расположения зоны нечувствительности относительно исходной частоты).



$$P_{\text{тп}} = -\frac{200}{S\%} \cdot \Delta f_p, \% \quad (3).$$

Минус означает необходимость выдачи отрицательной (на разгрузку) первичной мощности при повышении частоты.

В соответствии с *Техническими требованиями* зона нечувствительности ( $f_{\text{нч}}$ ) первичного регулирования может достигать **0,3% (0,15 Гц)**. Реальная зона нечувствительности зависит от многих факторов и может находиться в пределах **0 ÷ 0,15 Гц** в каждом из направлений отклонения частоты (см. Рис.1).

В связи с этим при нахождении текущей частоты в интервале:

$$50,0 \pm f_{\text{нч}} = 50,0 \pm 0,15 \text{ Гц}$$

(4),

расчетное отклонение частоты может колебаться в пределах (по модулю):

$$|\Delta f_p| = 0 \div 0,15 \text{ Гц.}$$

(5).

Значение выдаваемой энергоблоком первичной мощности (при статизме 5%) может колебаться в следующих пределах (по модулю):

$$\left| \frac{P_{\text{п}}}{P_{\text{НОМ}}} \% \right| = 0 \div (40 \cdot 0,15) = 0 \div 6\% \quad (6).$$

Таким образом, контроль участия генерирующего

оборудования электростанций в ОПРЧ при нормальной частоте в ЕЭС (**50 ± 0,05 Гц** и кратковременно до **±0,20 Гц**) не может дать объективную оценку соответствия нормативам по причине соизмеримости с допустимой зоной нечувствительности первичного регулирования.

При отклонениях частоты до максимально допустимых значений (**± 0,20 Гц**) расчетное отклонение частоты может составить (по модулю):

$$|\Delta f_p| = 0,05 \div 0,20 \text{ Гц} \quad (7).$$

Выдаваемая энергоблоком первичная мощность может составить:

$$\left| \frac{P_{\text{п}}}{P_{\text{НОМ}}} \% \right| = (40 \cdot 0,05) \div (40 \cdot 0,20) = 2 \div 8\% \quad (8).$$

Такие изменения мощности энергоблоков могут быть зафиксированы при достаточно высокой точности телеизмерений.

При аварийных отклонениях частоты до **± 0,40 Гц** в тех же условиях:

$$|\Delta f_p| = 0,25 \div 0,40 \text{ Гц,} \quad (9).$$

$$\left| \frac{P_{\Pi}}{P_{НОМ}} \right| \% = (40 \cdot 0,25) \div (40 \cdot 0,40) = 10 \div 16\% \quad (10).$$

Таким образом, гарантированная фиксация участия генерирующего оборудования в ОПРЧ возможна при отклонениях частоты более  $\pm 0,20$  Гц от номинальной.

При нормальных режимах работы энергосистемы (при резких отклонениях частоты на величину  $\pm 0,10 \div 0,20$  Гц от номинальной) контроль носит качественный характер.

Количественная оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ производится путем сопоставления текущей мощности генерирующего оборудования и частоты в периоды времени, когда отклонения частоты от номинальной составляли  $\pm 0,20$  Гц и более. Оценка производится путем сравнения величин фактического и требуемого изменения мощности генерирующего оборудования при зафиксированном отклонении частоты.

Выбор момента времени, на который проводится оценка, определяется характером поведения генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ и должен быть сделан в пользу момента, однозначно фиксирующего несоответствие генерирующего оборудования участника оптового рынка *Техническим требованиям* по величине фактически выданной первичной мощности.

Для генерирующего оборудования, характер поведения которого полностью соответствует *Техническим требованиям* по величине фактически выданной первичной мощности на всем интервале времени до восстановления частоты (вхождения частоты в пределы «мертвой полосы» первичного регулирования) выбор момента времени проведения оценки (фиксации количественных показателей участия в ОПРЧ в отчетной форме) не критичен и выбирается любым.

Оценка производится в отношении генерирующего оборудования, для которого зарегистрирован тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ».

При сравнении величины фактической и требуемой первичной мощности генерирующего оборудования при резких (скачкообразных) отклонениях частоты следует учитывать требования по динамике выдачи первичной мощности, указанные в *Технических требованиях* для генерирующего оборудования различного типа путем использования в выражении (2) коэффициента  $K_{\lambda}$ .

Значения текущей частоты и активной мощности генерирующего оборудования вычисляются по данным систем мониторинга как средние значения на интервале  $(t_p - 15 \text{ сек.}) \leq t_p \leq (t_p + 15 \text{ сек.})$ , где  $t_p$  – момент времени,

выбранный для проведения оценки.

Величины исходной мощности генерирующего оборудования и исходной частоты принимаются как средние значения указанных параметров на интервале  $[t_0 - 30 \text{сек.}, t_0]$ , где  $t_0$  - момент времени, соответствующий началу процесса отклонения частоты электрического тока с выходом ее за диапазон  $50 \pm 0,2$  Гц.

Оценка величины требуемой первичной мощности генерирующего оборудования должна производиться с учетом требуемой в квазиустановившемся режиме точности поддержания заданной активной мощности (не хуже 1% номинальной мощности генерирующего оборудования).

Оценка величины текущей мощности генерирующего оборудования должна производиться с учетом требуемой точности измерений (не хуже 1% номинальной мощности генерирующего оборудования).

Для исключения случаев некорректной оценки участия генерирующего оборудования электростанций в ОПРЧ:

- момент времени, выбранный для оценки фактических показателей участия генерирующего оборудования в ОПРЧ должен выбираться на участках с квазиустановившимся режимом;

- для генерирующего оборудования, не оснащенного регуляторами мощности, статизм регулирования, используемый при оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ необходимо принимать равным 6 % (наибольшей величине, допустимой для местных участков статической характеристики регулирования частоты вращения турбины).

- для генерирующего оборудования, не оснащенного регуляторами мощности, зона нечувствительности регулятора скорости и расположение его рабочей точки относительно исходной частоты, используемые при оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ принимаются соответствующими поправке в 0,15 Гц (наибольшей величине, допустимой при эксплуатации систем регулирования частоты вращения турбин).

До момента приведения в соответствие *Техническим требованиям* системы обмена телеинформацией участников оптового рынка, при наличии в СО телеизмерений только суммарной мощности электростанции, величина требуемой первичной мощности определяется как сумма требуемых первичных мощностей готового к ОПРЧ генерирующего оборудования, включенного на момент отклонения частоты.

При отсутствии телеинформации о режиме работы генерирующего оборудования по причине проведения ремонтных работ на устройствах телемеханики и связи по разрешенной заявке, оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ при наступлении условий участия должна производиться по данным системы мониторинга электростанций.

**3.5.2. Критерии качественной оценки участия генерирующего**

		<p><b>оборудования электростанций в ОПРЧ</b></p> <p>Оценка проводится путем построения графика активной мощности генерирующего оборудования совместно с графиком частоты и последующим отнесением зафиксированной реакции на изменение частоты к одному из следующих типов:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) «адекватная» - характеризуется обратным изменению частоты пропорциональным изменением активной мощности генерирующего оборудования;</li> <li>2) «с провалом» - начальная реакция соответствует «адекватной», однако через определенное время первичная мощность значительно снижается, вплоть до нуля;</li> <li>3) «котельная» - участие в ОПРЧ при слабой реакции турбины на изменение частоты;</li> <li>4) «противоположная» - в отличии от «адекватной» повторяет по знаку изменение частоты;</li> <li>5) «нет реакции» - связь изменения активной мощности генерирующего оборудования с изменением частоты отсутствует;</li> <li>6) «без резерва» - на момент проведения оценки регулировочный диапазон на загрузку был исчерпан, и его участие в ОПРЧ сводится к хаотичному или колебательному изменению мощности с незначительной амплитудой;</li> <li>7) «заявка» - при наличии оформленной в установленном порядке диспетчерской заявки на временный вывод генерирующего оборудования из режима участия в ОПРЧ;</li> <li>8) «телеизмерение» - если изменение мощности не может быть отнесено к одному из типов №№ 1-7 вследствие неудовлетворительного качества телеизмерения (или его отсутствия).</li> </ol>
3.6.	Добавить	<p><b>3.6. Технические условия обеспечения мониторинга участия в ОПРЧ</b></p> <p>Для целей оперативного контроля на каждой электростанции должен быть организован текущий непрерывный мониторинг участия каждой единицы генерирующего оборудования в ОПРЧ.</p> <p>Для целей мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на электростанциях должно быть обеспечено:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Измерение текущей частоты вращения турбин <math>f</math>, Гц с точностью не хуже <b>0,05 Гц</b>;</li> <li>• Измерение текущей активной мощности каждой единицы генерирующего оборудования (<math>P</math>, МВт) с использованием датчиков активной мощности с классом точности <b>0,5S</b>, подключаемыми к измерительным цепям трансформаторов тока с классом точности <b>0,5</b> при соблюдении следующих условий: <ul style="list-style-type: none"> <li>– датчики активной мощности должны рассчитывать полную</li> </ul> </li> </ul>

		<p>(по трем фазам) действующую активную мощность с интервалом усреднения 1 сек.;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– измерительные цепи датчиков активной мощности должны иметь возможность перевода на резервные трансформаторы напряжения;</li> <li>– измерения активной мощности с датчиков должны передаваться с дискретностью не более 0,1 % от полного диапазона измерения датчика.</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Определение: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Текущего отклонения частоты <math>\Delta f</math>, Гц от номинального значения <math display="block">\Delta f = f - f_{\text{ном}}, \text{ Гц} \quad (11);</math> </li> <li>– Отклонения текущей мощности <math>P</math> от исходного (планового) значения <math>P_0</math> (то есть текущей первичной мощности <math>P_П</math>) <math display="block">P_{П} = P - P_0, \text{ МВт} \quad (12).</math> </li> </ul> </li> </ul> <p>Текущая первичная мощность сравнивается с шаблоном, построенным аналогично представленному на рис.3.</p> <p>Величина первичной мощности должна иметь требуемый знак и величину не менее необходимой по шаблону.</p>
--	--	---

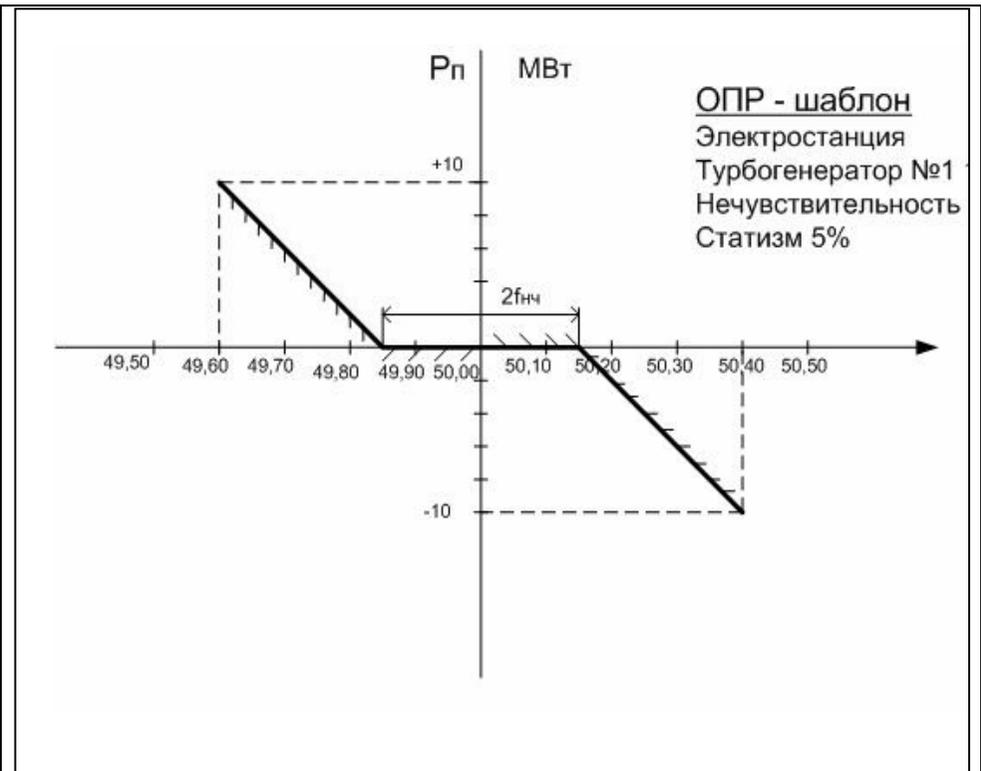


Рис. 3. Шаблон мониторинга ОПРЧ на энергоблоке.

При наличии АСУТП мониторинг должен быть автоматизирован, а информация мониторинга должна сохраняться не менее 3 месяцев и представляться в табличном и графическом виде, позволяющем оценивать качество регулирования при отклонениях частоты. Данные мониторинга для случаев отклонения частоты  $\pm 0,20$  Гц и более должны храниться в виде архивов не менее 1 года.

Данные мониторинга должны направляться по запросу в соответствующий диспетчерский центр СО.

Добавить

### 3.7. Требования к хранению и представлению данных

В базу данных оперативно-информационных комплексов СО (далее ОИК) должна поступать и храниться следующая информация:

- Текущая активная мощность генерирующего оборудования с дискретностью не более 0,1 % от полного диапазона измерения датчика и с временем обновления не более 10 секунд.
- Текущая частота на шинах электростанций с точностью не хуже 0,002 Гц и временем обновления не более 10 секунд.

3.7.

		<p>Должна быть обеспечена возможность представления зафиксированных в ОИК данных в табличном и графическом виде с заданной дискретностью за заданный интервал времени.</p> <p>Глубина архива данных мониторинга в ОИК должна составлять не менее 3-х месяцев.</p> <p>Данные мониторинга для случаев отклонения частоты на <math>\pm 0,20</math> Гц и более должны храниться не менее 3 лет в подразделениях СО, ответственных за мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.</p>
4.	<p>Генерирующее оборудование участника оптового рынка должно находиться в постоянной готовности предоставления полного диапазона регулирования реактивной мощности в соответствии с представленными данными.</p>	<p>Диапазон регулирования реактивной мощности каждой единицы генерирующего оборудования при фиксированной величине активной мощности определяется при номинальном напряжении генератора и номинальных параметрах системы охлаждения и ограничен допустимыми минимальным и максимальным значениями реактивной мощности в соответствии со всеми представленными и скорректированными участниками оптового рынка данными.</p> <p>Диапазон регулирования реактивной мощности группы точек поставки генерации (далее ГПП) определяется суммой диапазонов регулирования реактивной мощности находящегося в работе генерирующего оборудования, входящего в ГПП.</p> <p>Генерирующее оборудование участника оптового рынка должно находиться в постоянной готовности предоставления полного диапазона регулирования реактивной мощности в соответствии с представленными данными (P – Q диаграмма).</p> <p>В случае необходимости изменения диапазона регулирования реактивной мощности в нормальных режимах или при нарушениях нормального режима следует действовать в соответствии с <i>Инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России</i>.</p>
5.3	<p><b>Добавить</b></p>	<p><b>5.3. Технические требования к обеспечению мониторинга участия ГЭС в оперативном вторичном регулировании</b></p> <p>Измеряется и регистрируется в базе данных ОИК текущая мощность генерирующего оборудования ГЭС с максимально возможной точностью (не хуже 1% от номинальной) и с задержкой не более 10 секунд (на основе прямых циклически работающих систем телеизмерения мощности).</p> <p>Зафиксированные в ОИК данные должны представляться в табличном и графическом виде с дискретностью по времени 5 – 10 секунд при объеме кадра мониторинга 30 – 40 минут.</p> <p>Глубина архива данных мониторинга в ОИК должна составлять не менее одного месяца.</p> <p>Для зафиксированных случаев неисполнения диспетчерских команд архив мониторинга должен храниться не менее одного года.</p>

5.4	Добавить	<p><b>5.4. Технические требования к обеспечению мониторинга участия ГЭС в АВРЧМ</b></p> <p>Измеряется и регистрируется в централизованных системах АРЧМ СО:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Текущая частота с точностью <math>\pm 0,001</math> Гц и периодичностью не более 1 секунды;</li> <li>• Текущий внешний переток области регулирования с коррекцией по частоте с точностью не хуже 1% полного диапазона изменения перетока и периодичностью не более 2 секунд;</li> <li>• Текущие перетоки по контролируемым связям и сечениям с точностью не хуже 1% полного диапазона изменения перетока и периодичностью не более 2 секунд;</li> <li>• Текущая мощность участвующих в автоматическом вторичном регулировании электростанций с точностью не хуже 1 % и периодичностью не более 2 секунд;</li> <li>• Текущее задание на внеплановое изменение мощности электростанций;</li> <li>• Сигнал наличия/отсутствия регулировочного диапазона на загрузку/разгрузку электростанций;</li> <li>• Сигнал наличия/отсутствия блокировки ЗВН (ГРАМ);</li> <li>• Сигнал наличия/отсутствия неисправности устройства телемеханики на электростанции.</li> </ul> <p>Зафиксированные данные должны быть представлены в графическом виде с дискретностью по времени 1 – 3 секунд при объеме кадра мониторинга 10 – 30 минут.</p> <p>Глубина архива данных систем АРЧМ должна составлять не менее 1 месяца.</p> <p>Данные мониторинга для случаев блокировки действия АРЧМ по вине электростанции вторичного регулирования – участника оптового рынка должны храниться в виде архивов не менее 3 лет.</p>
-----	----------	---

2.9.  
(прил  
ожени  
е 1)

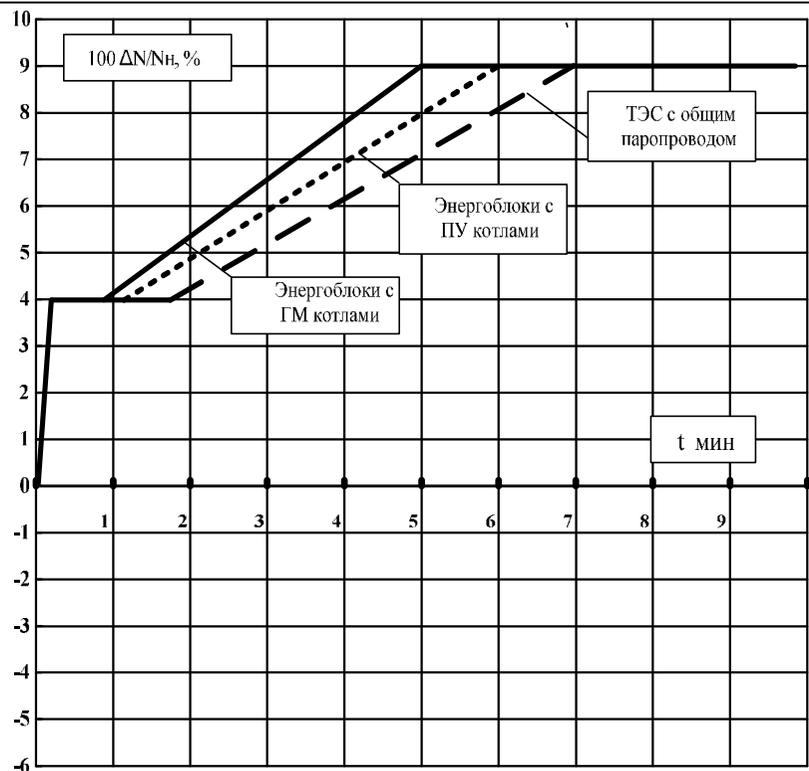


Рис. 1 Динамика выдачи первичной мощности ТЭС при скачкообразном снижении частоты

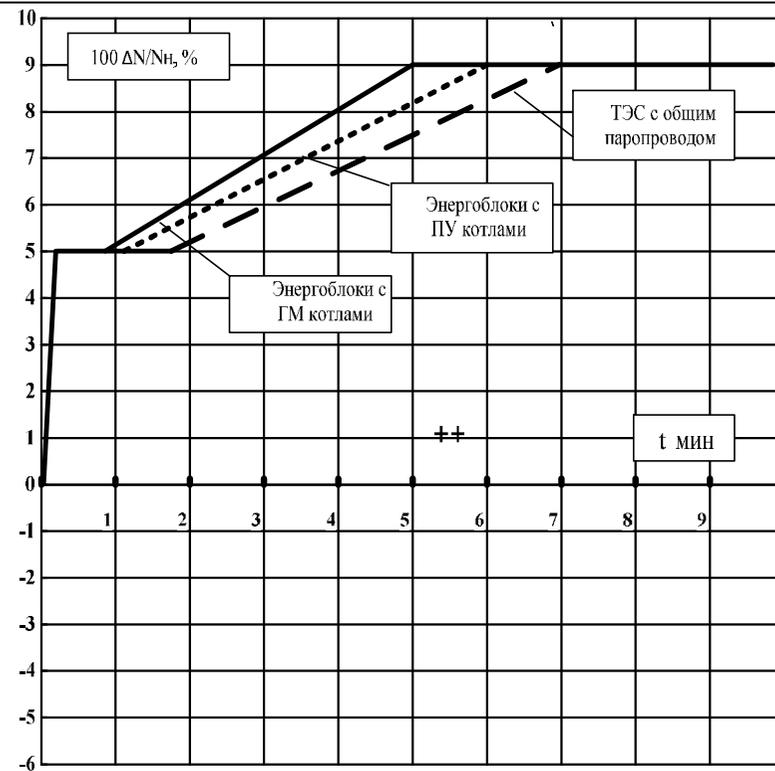


Рис. 1 Динамика выдачи первичной мощности ТЭС при скачкообразном снижении частоты

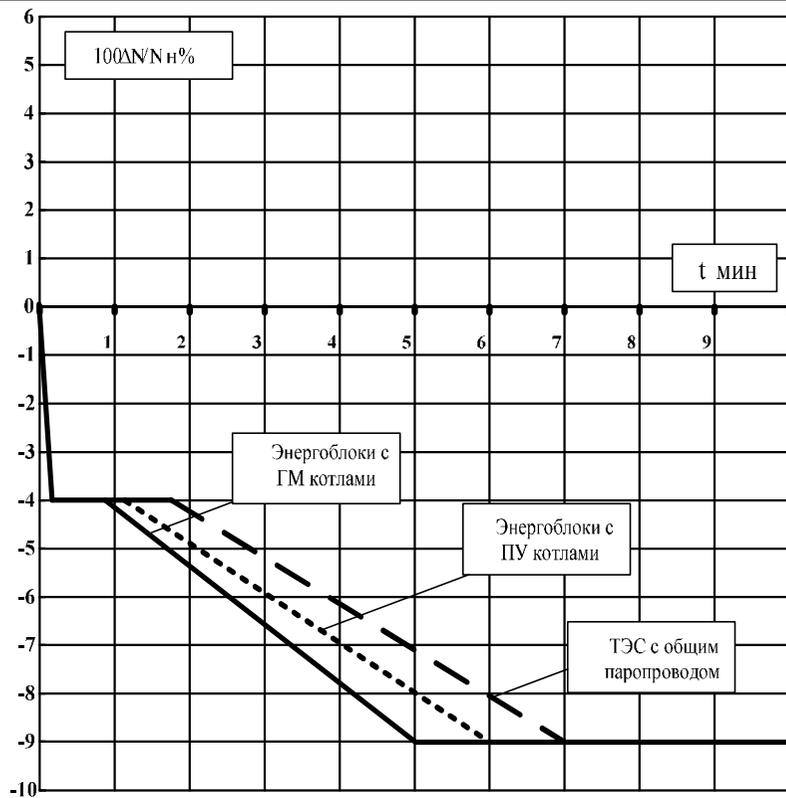


Рис. 2 Динамика выдачи первичной мощности ТЭС при скачкообразном повышении частоты

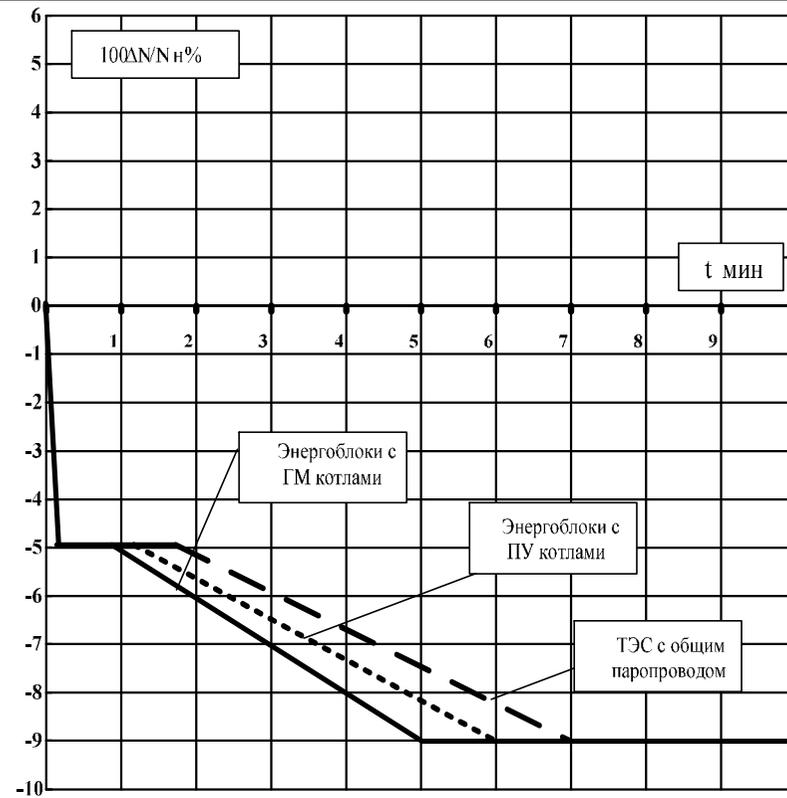


Рис. 2 Динамика выдачи первичной мощности ТЭС при скачкообразном повышении частоты