



**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»**

УТВЕРЖДАЮ

**Заместитель Председателя
Правления АО «СО ЕЭС»**

С.А. Павлушко

«01» июня 2019 г.

**Методика мониторинга и анализа участия генерирующего
оборудования в общем первичном регулировании частоты**

Введено в действие с:	01.06.2019
Листов:	20

Москва 2019

Оглавление

1. Общие положения	3
2. Используемые обозначения и сокращения	4
3. Исходные данные, используемые для мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ	5
4. Количественная оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.....	6
5. Качественная оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ	14

1. Общие положения

1.1. Настоящая Методика мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом 42 Требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденных приказом Минэнерго России от 09.01.2019 № 2 (далее – Требования).

1.2. Методика предназначена для использования персоналом электростанций, работающих в составе ЕЭС России, а также работниками АО «СО ЕЭС» при осуществлении ими мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) на соответствие Требованиям.

1.3. Положения настоящей Методики распространяются на генерирующее оборудование всех типов электростанций, с использованием которых осуществляется деятельность по производству электрической энергии (мощности) на оптовом рынке электрической энергии и мощности или розничных рынках электрической энергии, работающее в режиме выработки электрической энергии и признанное в установленном Требованиями порядке готовым к участию в ОПРЧ.

1.4. Методика устанавливает:

- исходные данные, используемые для мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ;
- порядок проведения анализа и оценки фактического участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на соответствие Требованиям;
- критерии неудовлетворительного участия в ОПРЧ генерирующего оборудования электростанций различного типа.

1.5. При анализе участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в соответствии с Методикой проводится количественная и качественная оценка фактического участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

Количественная оценка проводится при отклонениях частоты на $\pm 0,2$ Гц и более от номинальной, качественная оценка проводится при резких (за время не более 10 секунд) и скачкообразных отклонениях частоты в пределах $\pm 0,1 \div 0,2$ Гц.

Оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ должна осуществляться в соответствии с критериями, изложенными в разделах 4 и 5 настоящей Методики.

1.6. В случае фиксации по результатам количественной или качественной оценки факта неудовлетворительного участия генерирующего оборудования в ОПРЧ дальнейший анализ и оценка участия такого генерирующего оборудования в ОПРЧ не осуществляется до устранения собственником или иным законным владельцем (далее – собственником) электростанции причин неудовлетворительного участия соответствующего генерирующего оборудования в

ОПРЧ и повторного подтверждения готовности такого генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ в установленном Требованиями порядке.

1.7. Анализ участия генерирующего оборудования в ОПРЧ не осуществляется в следующих случаях:

- при наличии оформленной в установленном порядке диспетчерской заявки на временный вывод генерирующего оборудования из режима участия в ОПРЧ;
- при производстве пуско-остановочных операций на генерирующем оборудовании;
- если в отношении генерирующего оборудования оформлено решение об отсутствии технической возможности участия в ОПРЧ, в соответствии с пунктом 7 Требований;
- при отключении генератора от сети вследствие:
 - действия противоаварийной автоматики;
 - отключения элементов схемы выдачи мощности с переходом генерирующего оборудования на холостой ход или нагрузку собственных нужд;
 - нарушений нормального режима работы или повреждений генератора с остановом генерирующего оборудования;
 - недопустимых отклонений параметров электроэнергетического режима энергосистемы вследствие неправильного действия противоаварийной автоматики.

2. Используемые обозначения и сокращения

В Методике применены следующие обозначения и сокращения:

АЭС – атомная электростанция;

ВОЛЭС – волновая электростанция;

ВЭС – ветровая (ветроэлектрическая) электростанция;

ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция;

ГПА – газопоршневой агрегат;

ГУБТ – газовая утилизационная бескомпрессорная турбина;

ГЭС – гидравлическая электростанция;

ДГА – детандер-генераторный агрегат;

ДГУ – дизель-генераторная установка;

ОИК – оперативно-информационный комплекс;

СЭС – солнечная электростанция;

ТЭС – тепловая электростанция;

частота – значение частоты электрического тока.

3. Исходные данные, используемые для мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ

3.1. АО «СО ЕЭС» осуществляет мониторинг и анализ участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на основе данных ОИК диспетчерских центров и сведений, предоставленных собственником электростанции по запросу АО «СО ЕЭС» согласно Требованиям.

3.2. В целях подтверждения предоставленной собственником электростанции информации по участию генерирующего оборудования в ОПРЧ АО «СО ЕЭС» вправе запросить соответствующие обосновывающие документы: паспортные данные, проектную документацию, технические обоснования, результаты испытаний, уведомления заводов-изготовителей, заключения специализированных организаций.

3.3. Для целей мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на каждой электростанции должно быть организовано измерение параметров в соответствии с пунктом 43 Требованиям.

3.4. Для анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ должны фиксироваться:

3.4.1 На ТЭС, АЭС, ГЭС и ГАЭС – случаи отклонений частоты от номинальной на $\pm 0,2$ Гц и более, на ВЭС, СЭС, ВОЛЭС, электростанциях с генерирующим оборудованием на основе ГУБТ и ДГА – случаи повышения частоты до 50,2 Гц и более с определением величины реакции генерирующего оборудования на отклонение частоты согласно раздела 4 настоящей Методики.

3.4.2 На ТЭС, АЭС, ГЭС и ГАЭС – случаи резких (за время не более 10 секунд) и скачкообразных отклонений частоты на величину $\pm 0,10 \div 0,20$ Гц, на ВЭС, СЭС, ВОЛЭС, электростанциях с генерирующим оборудованием на основе ГУБТ и ДГА – случаи резких (за время не более 10 секунд) и скачкообразных повышений частоты на величину $0,10 \div 0,20$ Гц с определением типа реакции генерирующего оборудования на отклонение частоты согласно классификации, приведенной в разделе 5 настоящей Методики.

3.5. Интервал записи архивных данных мониторинга для указанных в пункте 3.4 настоящей Методики случаев должен начинаться с момента, предшествующего началу отклонения частоты не менее чем за 5 минут, и заканчиваться моментом устойчивого восстановления частоты в энергосистеме (входа частоты в диапазон $50,0 \pm 0,1$ Гц продолжительностью более 5 минут).

3.6. Должна быть предусмотрена возможность представления информации мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в табличном и графическом виде.

3.7. Срок хранения архивных данных мониторинга в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС» и на электростанциях должен соответствовать пункту 44 Требованиям.

4. Количественная оценка участия генерирующего оборудования в ОНРЧ

4.1. Методика количественной оценки участия генерирующего оборудования в ОНРЧ

4.1.1. Количественная оценка участия в ОНРЧ генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ГЭС и ГАЭС осуществляется путем сопоставления текущей мощности генерирующего оборудования и частоты в периоды времени, когда отклонения частоты от номинальной составляли $\pm 0,20$ Гц и более.

Количественная оценка участия в ОНРЧ генерирующего оборудования ВЭС, СЭС, ВОЛЭС, генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА осуществляется путем сопоставления текущей мощности генерирующего оборудования и частоты в периоды времени, когда частота увеличивалась до 50,2 Гц и более.

Для проведения количественной оценки в отношении генерирующего оборудования ТЭС (кроме ГПА и ДГУ), АЭС, ВЭС и СЭС продолжительность указанных отклонений частоты должна быть не менее 30 секунд.

Для проведения количественной оценки в отношении ГПА и ДГУ, генерирующего оборудования ГЭС и ГАЭС, ВОЛЭС, генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА продолжительность указанных отклонений частоты должна быть не менее 1 минуты.

4.1.2. Оценка осуществляется путем сравнения величин фактического и требуемого изменения мощности генерирующего оборудования от исходного значения при зафиксированном отклонении частоты.

4.1.3. Фактическая величина выдаваемой генерирующим оборудованием первичной мощности определяется формулой:

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

где:

P , МВт – текущая активная мощность генерирующего оборудования на момент времени, выбранный для проведения оценки;

P_0 –исходная активная мощность генерирующего оборудования на момент времени, соответствующий исходной частоте (f_0 , Гц), до начала рассматриваемого отклонения частоты.

4.1.4. Требуемая величина первичной мощности определяется формулой (не менее):

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

где:

$S\%$ - статизм первичного регулирования;

$P_{\text{ном}}$, МВт – установленная (номинальная) мощность генерирующего оборудования (для СЭС, ВЭС и ВОЛЭС - исходная активная мощность генерирующего оборудования, работающего через один преобразователь постоянного тока или на одно распределительное устройство напряжением 10 кВ и выше, определяемая как фактическая активная мощность такого генерирующего оборудования на момент начала его участия в ОПРЧ);

Δf_p , Гц – расчетная величина отклонения частоты на момент времени, выбранный для проведения оценки;

K_d - коэффициент, учитывающий динамику выдачи первичной мощности к моменту времени, выбранному для проведения оценки и нормированный Требованиями для разного типа генерирующего оборудования при скачкообразном изменении частоты.

Примеры определения коэффициента K_d для разных моментов времени участия в ОПРЧ газомазутного паросилового энергоблока ТЭС и парогазовой установки утилизационного типа показаны на рисунках 1 и 2 для случаев скачкообразного изменения задания первичной мощности на 10 % номинальной (установленной) мощности. Ломаные сплошные линии на графиках ограничивают области, в которых должны находиться кривые изменения первичной мощности (не ниже – при увеличении мощности и не выше – при снижении мощности). Диапазон допустимых значений фактической первичной мощности по окончании времени регулирования (времени выдачи требуемой первичной мощности согласно статической частотной характеристике генерирующего оборудования, см. ниже) принят исходя из установленной Требованиями точности ее поддержания в пределах ± 1 % от номинальной (установленной) мощности генерирующего оборудования.

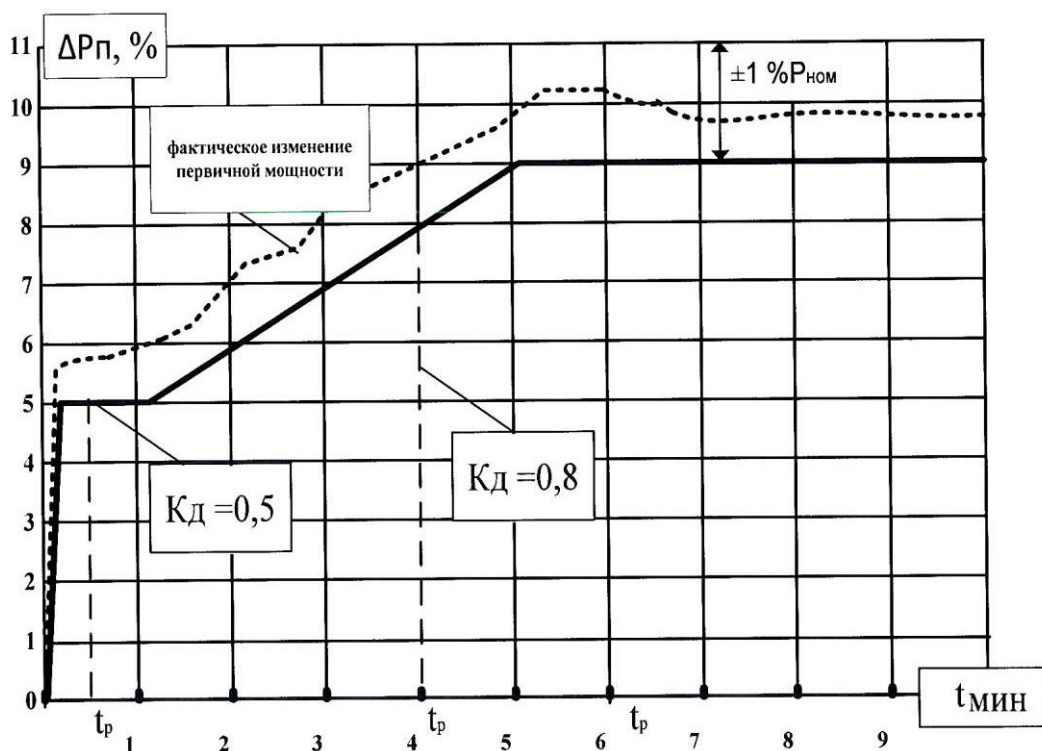


Рис. 1 Динамика выдачи первичной мощности паросиловым энергоблоком при скачкообразном изменении заданного значения нагрузки на 10 %

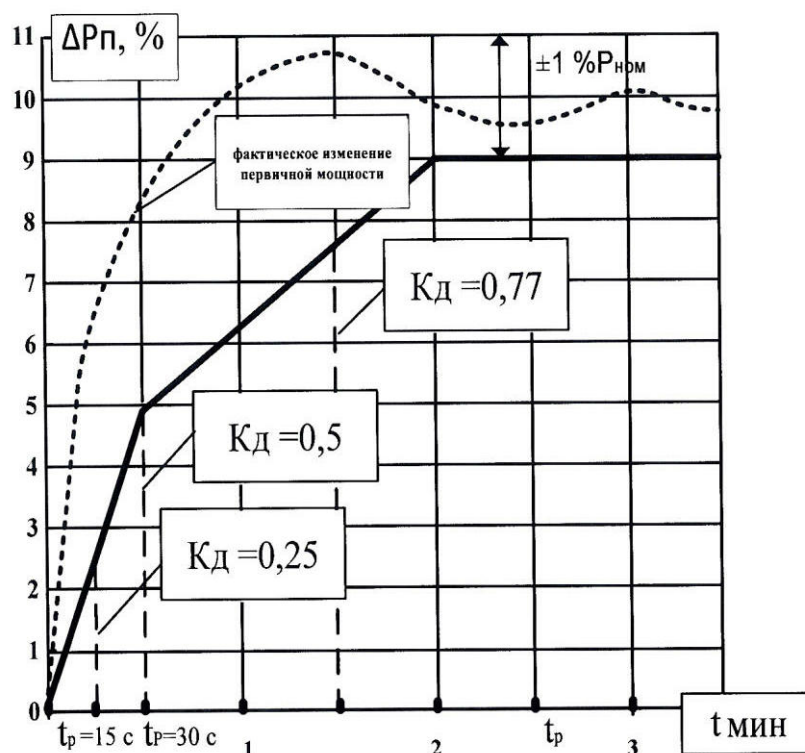


Рис. 2 Динамика выдачи первичной мощности парогазовой установкой утилизационного типа при скачкообразном изменении заданного значения нагрузки на 10 %

4.1.5. При определении расчетной величина отклонения частоты Δf_p принимается, что:

$\Delta f_p = 0$ при отклонениях частоты не превышающих зону нечувствительности ($f_{нч}$, Гц) / «мертвую полосу» ($f_{мп}$, Гц) первичного регулирования;

$\Delta f_p = (f - f_0) - f_{нч}(f_{мп})$ при повышении частоты от исходной на величину, превышающую зону нечувствительности/«мертвую полосу» первичного регулирования;

$\Delta f_p = (f - f_0) + f_{нч}(f_{мп})$ при понижении частоты от исходной на величину, превышающую зону нечувствительности/«мертвую полосу» первичного регулирования.

Для СЭС, ВЭС и имеющих техническую возможность автоматического изменения активной мощности ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ, ДГА $\Delta f_p = 0$ при снижении частоты, $\Delta f_p > 0$ при повышении частоты выше верхней границы «мертвой полосы» первичного регулирования (50,1 Гц).

Знак минус в формуле (2) означает необходимость выдачи отрицательной первичной мощности (на разгрузку) при повышении частоты и наоборот.

4.1.6. Ниже представлены возможные варианты статической характеристики первичного регулирования генерирующего оборудования, параметры которой определяются в рамках проверки готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ:

4.1.6.1. Статическая характеристика генерирующего оборудования, не оснащенного регулятором мощности (в наличии только регулятор частоты вращения), показана на рисунке 3 (нелинейность типа «люфт»).

Фактическая зона (степень) нечувствительности при увеличении частоты ($f_{нч}^+$) и при ее уменьшении ($f_{нч}^-$) может быть не одинакова и зависит от многих факторов. В зависимости от этих факторов реальное значение нечувствительности на загрузку или разгрузку варьируется от нуля до $f_{нч}$.

Отклонения частоты в формуле (2) для таких случаев рассчитывается от текущей частоты в момент времени (t_0), соответствующий началу процесса отклонения частоты от исходного значения на $\pm 0,2$ Гц и более.

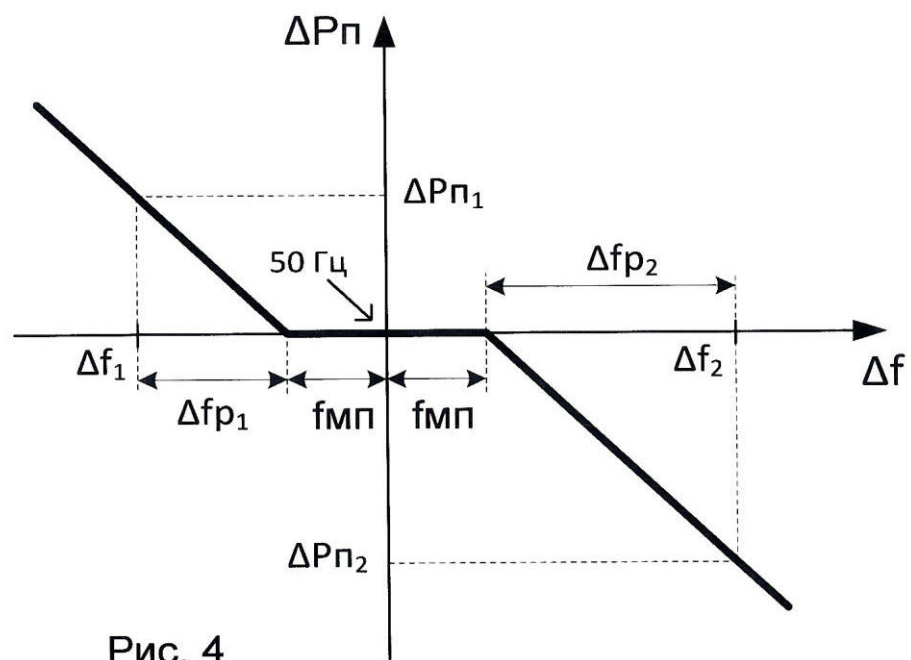
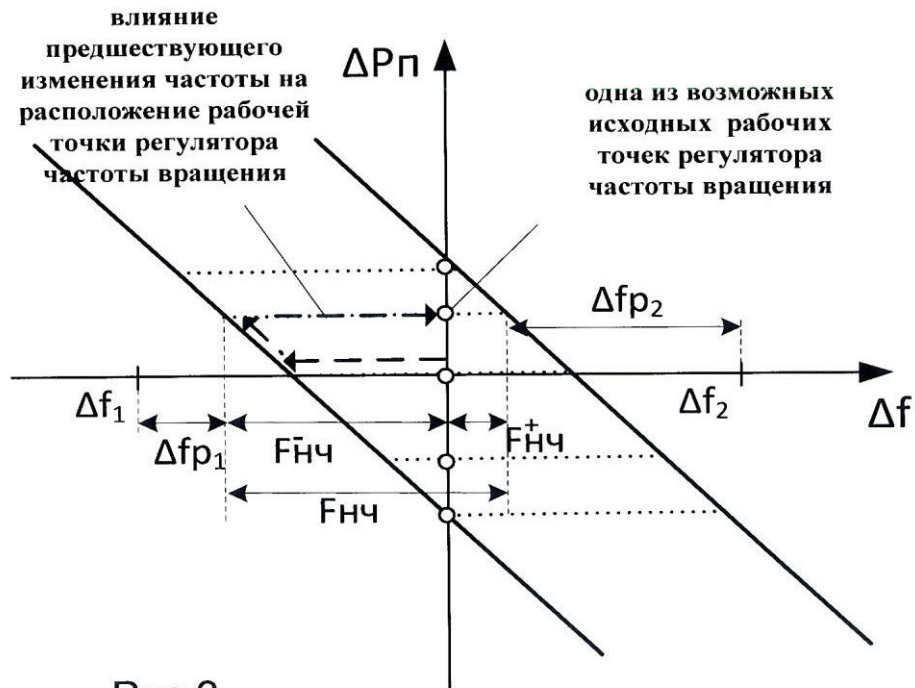
4.1.6.2. Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования, оснащенного регулятором активной мощности с частотным корректором (далее – регулятор мощности), показана на рисунке 4 (нелинейность типа «мертвая полоса»).

Регулятор мощности генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ГЭС и ГАЭС позволяет повысить точность реализации статической частотной характеристики, формируемой регулятором частоты вращения турбины.

Величина отклонения частоты в регуляторе мощности формируется как разность между текущим значением частоты и номинальной частотой 50 Гц, скорректированная на величину «мертвой полосы» ($f_{мп}$) согласно формуле (2).

Для генерирующего оборудования ГЭС и ГАЭС в случаях перехода системы регулирования гидроагрегата из режима «Мощность» в режим «Частота»

статическая частотная характеристика принимается аналогичной рисунку 4, с тем отличием, что ее наклон может отличаться от заданной для режима «Частота».



4.1.7. Выбор момента времени, на который проводится оценка (t_p), определяется характером изменения мощности генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ и должен быть сделан в пользу момента, однозначно

фиксирующего несоответствие генерирующего оборудования Требованиям по величине фактически выданной первичной мощности.

Для генерирующего оборудования, изменение мощности которого при отклонениях частоты полностью соответствует Требованиям по величине фактически выданной первичной мощности на всем интервале времени до восстановления частоты в пределы $(50,0 \pm 0,2)$ Гц момент времени для проведения оценки (фиксации количественных показателей) участия в ОПРЧ может выбираться любым.

4.1.8. Значения частоты и активной мощности генерирующего оборудования, используемые в формулах (1) и (2) вычисляются путем нахождения средних значений указанных параметров на интервале вблизи момента времени, на который производится оценка (t_p) и до момента времени (t_0), соответствующего началу процесса отклонения частоты от исходного значения на $\pm 0,2$ Гц и более.

В случае возникновения при отклонении частоты на $\pm 0,2$ Гц и более незатухающих или слабозатухающих (более 5-ти подряд периодов) колебаний активной мощности генерирующего оборудования дополнительно вычисляется амплитуда колебаний мощности.

В случае, если на интервалах расчета значения частоты и активной мощности генерирующего оборудования оставались относительно стабильными, то фактические показатели участия в ОПРЧ допускается вычислять по текущим значениям в выбранные моменты времени, без использования усреднения.

4.1.9. Оценка величины требуемой первичной мощности генерирующего оборудования на момент окончания переходного процесса для выбранного расчетного отклонения частоты (Δf_p) должна производиться с учетом требуемой точности поддержания заданной активной мощности в квазиустановившемся режиме (не хуже 1% номинальной (установленной) мощности генерирующего оборудования).

4.1.10. Оценка величины требуемой первичной мощности, ограниченной величиной резерва мощности генерирующего оборудования, должна производиться с учетом требуемой точности измерений активной мощности (не хуже 1% номинальной (установленной) мощности генерирующего оборудования).

4.1.11. Для исключения случаев некорректного анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:

- для оценки фактических показателей участия генерирующего оборудования в ОПРЧ выбираются интервалы с квазиустановившимся режимом (интервалы, на которых частота остается практически неизменной или изменяется медленно);
- предпочтение отдается интервалам с резким изменением частоты;

- учитываются актуальные ограничения на регулировочный диапазон генерирующего оборудования, указанные в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования;

- учитываются изменения мощности генерирующего оборудования, вызванные действием персонала по команде диспетчера, а также изменения, связанные с участием в автоматическом вторичном регулировании частоты и/или потоков активной мощности с управлением от ЦКС (ЦС) АРЧМ;

- для генерирующего оборудования, не оснащенного регуляторами мощности, статизм регулирования, используемый при оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ необходимо принимать равным наибольшей величине, допустимой Требованиями для местных участков статической характеристики регулирования частоты вращения вала турбины (коленчатого вала для ГПА и ДГУ) - 6 %, в не зависимости от данных предоставленных собственником электростанции в отношении указанного параметра;

- для генерирующего оборудования ТЭС, ГПА, ДГУ, ГЭС и ГАЭС, не оснащенного регуляторами мощности, нечувствительность регуляторов частоты вращения турбин принимается равной предельно допустимому согласно Требованиям значению - 0,15 Гц, в не зависимости от данных, предоставленных собственником электростанции в отношении указанного параметра;

- для генерирующего оборудования ГЭС и ГАЭС, оснащенного регуляторами мощности и перешедшими в процессе первичного регулирования в режим «Частота» статизм регулирования, используемый при оценке участия генерирующего оборудования ГЭС и ГАЭС в ОПРЧ необходимо принимать равным наибольшей величине, допустимой Требованиями для гидротурбин – 6 %;

- при необходимости, используются результаты мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, предоставленные собственником или иным законным владельцем электростанции по запросу АО «СО ЕЭС».

4.1.12. Оценка участия в ОПРЧ неблочной части ТЭС должна вестись по суммарной мощности включенного в работу и готового к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования.

При фиксации несоответствия величины фактической суммарной первичной мощности величине суммарной требуемой первичной мощности, рассчитанной исходя из количества готового к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования, проводится анализ причин неудовлетворительного участия в ОПРЧ неблочной части ТЭС путем индивидуальной оценки участия каждой единицы генерирующего оборудования в ОПРЧ.

4.1.13. Для генерирующего оборудования ТЭС должна выполняться оценка наличия реакции регулятора частоты вращения турбины на первоначальное отклонение частоты (обратное изменению частоты изменение мощности в первые 15 секунд после отклонения частоты). Отсутствие реакции генерирующего

оборудования ТЭС на загрузку может быть зафиксировано только при отсутствии запаса на открытие регулирующих клапанов (оценивается по величине заявленного технического максимума турбогенератора), в противном случае наличие реакции обязательно.

При повышении частоты должна фиксироваться реакция регуляторов частоты вращения турбин ТЭС на разгрузку.

При отсутствии реакции на первоначальное отклонение частоты в отношении данной единицы генерирующего оборудования фиксируется несоответствие Требованиям по величине фактически выданной первичной мощности в первые 15 секунд (расчет производится по текущим значениям частоты и активной мощности).

4.1.14. Для ВЭС и СЭС оценка участия в ОПРЧ выполняется по суммарной мощности включенного в работу генерирующего оборудования.

При фиксации несоответствия величины фактической суммарной первичной мощности величине суммарной требуемой первичной мощности ВЭС и СЭС, рассчитанной от исходной мощности включенного генерирующего оборудования, заданной величины статизма и «мертвой полосы» первичного регулирования, а также в случае отсутствия требуемого автоматического ограничения максимальной нагрузки электростанции при повышенной частоте фиксируется неудовлетворительное участие в ОПРЧ всей ВЭС и СЭС.

4.1.15. Количественная оценка участия в ОПРЧ генерирующего оборудования ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ, ДГА, не имеющего технической возможности автоматического изменения активной мощности при отклонениях частоты, осуществляется в периоды времени, когда частота увеличивалась более 51 Гц на время более 10 секунд, без оценки величины требуемой первичной мощности (проверяется только факт отключения генерирующего оборудования от сети).

4.2. Критерии неудовлетворительного участия генерирующего оборудования в ОПРЧ по результатам количественной оценки.

По результатам количественной оценки неудовлетворительное участие в ОПРЧ фиксируется:

4.2.1. Для генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ГПА, ДГУ, ГЭС и ГАЭС:

- если величина фактической первичной мощности генерирующего оборудования ниже требуемой первичной мощности хотя бы в один из периодов на всем интервале наблюдения, на котором фиксируются отклонения частоты от номинальной на $\pm 0,20$ Гц и более;

- если в процессе первичного регулирования зафиксировано срабатывание технологических защит (вмешательство оперативного персонала), действующих на останов генерирующего оборудования или приводящих к значительному снижению нагрузки (ниже технического минимума или более чем в 3 раза превышающего требуемую первичную мощность).

4.2.2. Для СЭС, ВЭС, ВОЛЭС, генерирующего оборудования на основе ГУБТ, ДГА, имеющего техническую возможность автоматического изменения активной мощности при отклонениях частоты:

- если величина фактической первичной мощности генерирующего оборудования ниже требуемой первичной мощности хотя бы в один из периодов на всем интервале наблюдения, на котором фиксируются повышение частоты более 50,2 Гц.

4.2.3. Для генерирующего оборудования ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ, ДГА, не имеющего технической возможности автоматического изменения активной мощности при отклонениях частоты:

- если при повышении частоты более 51 Гц на 10 секунд и более не зафиксировано отключение генерирующего оборудования от сети.

4.2.4. Для генерирующего оборудования электростанций всех типов, если при отклонении частоты на $\pm 0,20$ Гц и более зафиксировано возникновение незатухающих или слабозатухающих (более 5-ти подряд периодов) колебаний активной мощности амплитудой более 1% номинальной (установленной) мощности генерирующего оборудования, не связанных с колебаниями частоты (исключаются случаи колебаний мощности, противоположных колебаниям частоты).

4.2.5. Для генерирующего оборудования электростанций всех типов в случае не предоставления собственником электростанции в АО «СО ЕЭС» сведений согласно пункта 45 Требований.

5. Качественная оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ

5.1. Методика качественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ

5.1.1. Качественная оценка участия в ОПРЧ генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ГПА, ДГУ, ГЭС и ГАЭС осуществляется при наличии резких (за время не более 10 секунд) или скачкообразных отклонений частоты в энергосистеме на величину $\pm 0,10 \div 0,20$ Гц продолжительностью не менее 20 секунд.

Качественная оценка участия в ОПРЧ ВЭС, СЭС, генерирующего оборудования ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА, имеющего техническую возможность автоматического изменения активной мощности при отклонениях частоты, осуществляется при наличии резких или

скачкообразных повышений частоты в энергосистеме на величину $0,10 \div 0,20$ Гц с превышением частоты более 50,1 Гц продолжительностью не менее 20 секунд.

5.1.2. Качественная оценка участия в ОПРЧ генерирующего оборудования проводится путем построения графика активной мощности генерирующего оборудования совместно с графиком частоты за интервал времени до и после резкого или скачкообразного изменения частоты, с последующим отнесением зафиксированной реакции генерирующего оборудования на изменение частоты к одному из следующих типов:

1) «адекватная» – характеризуется обратным изменению частоты пропорциональным изменением активной мощности генерирующего оборудования. Пример такой реакции приведен на рисунке 5. В случае, если требуется разгрузка при отсутствии резерва на разгрузку должно наблюдаться кратковременное изменение мощности под действием регулятора частоты вращения;

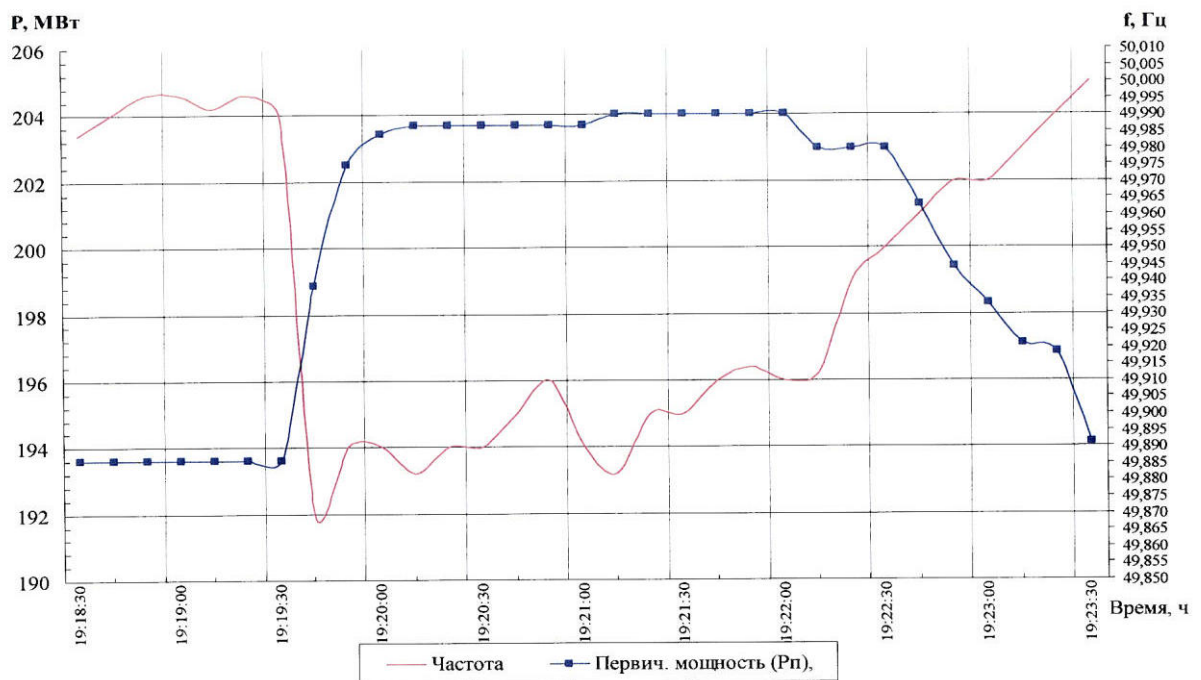


Рис. 5 «Адекватная» реакция генерирующего оборудования на снижение частоты при наличии резерва на загрузку

2) «с провалом» – начальная реакция соответствует «адекватной», однако через определенное время при сохранении отклонения частоты первичная мощность значительно снижается, вплоть до нуля. Пример такой реакции приведен на рисунке 6;

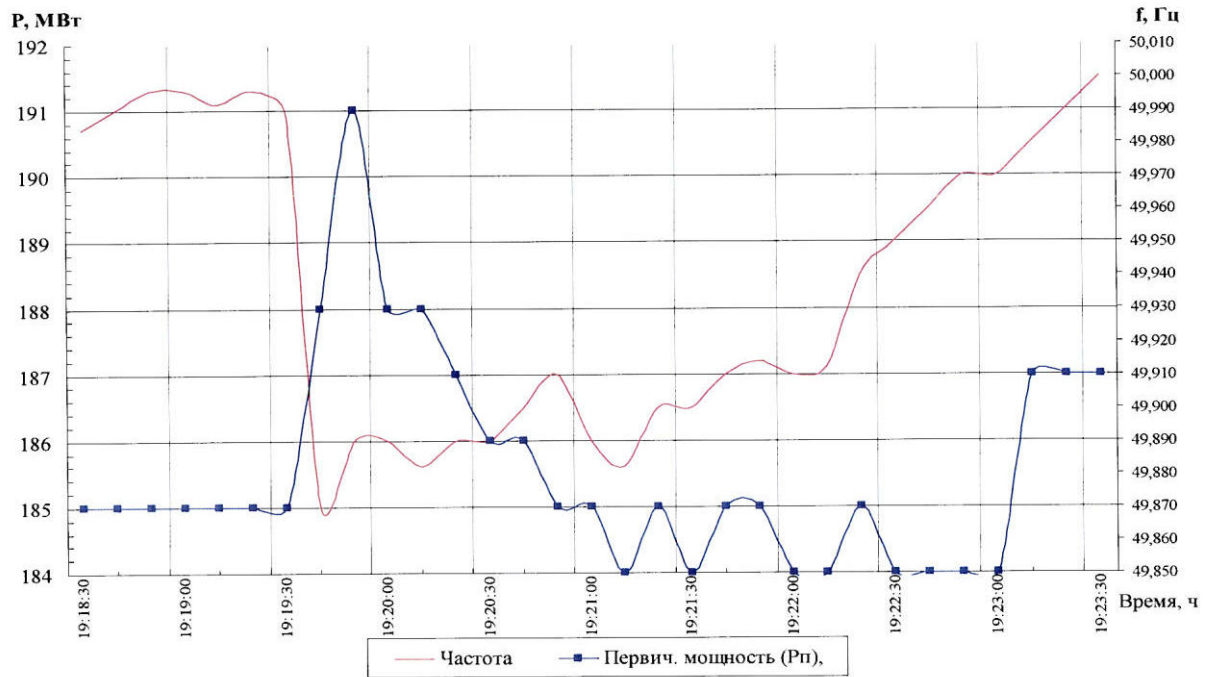


Рис. 6 «Провал» реакции генерирующего оборудования на снижение частоты при наличии резерва на загрузку

3) «котельная» – участие в ОПРЧ генерирующего оборудования ТЭС изменением нагрузки котла при слабой или отсутствующей реакции регулятора частоты вращения турбины на изменение частоты. Пример такой реакции приведен на рисунке 7;

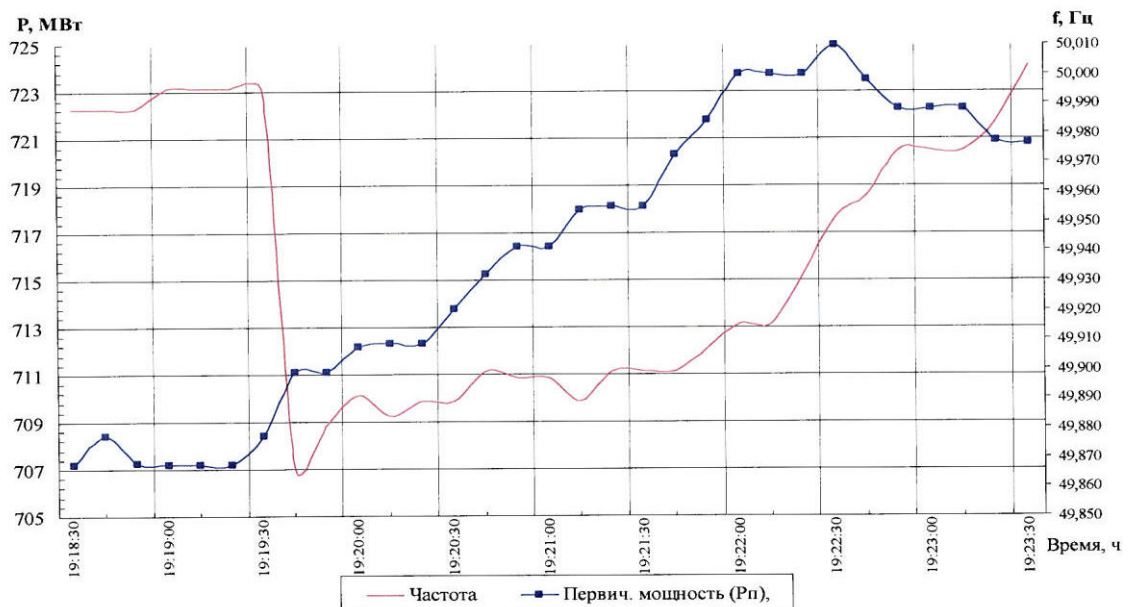


Рис. 7 «Котельная» реакция генерирующего оборудования ТЭС на снижение частоты при наличии резерва на загрузку

4) «противоположная» – в отличие от «адекватной» повторяет по знаку изменение частоты. Пример такой реакции приведен на рисунке 8

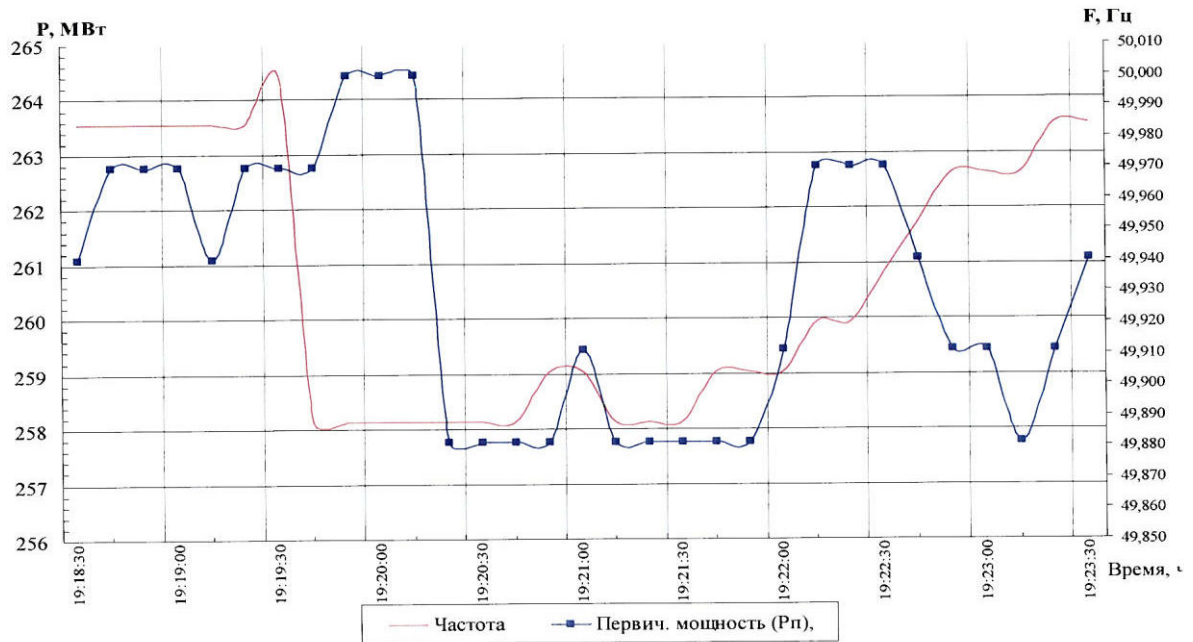


Рис. 8 «Противоположная» реакция генерирующего оборудования на отклонение частоты

5) «колебания» – после резкого или скачкообразного изменения частоты возникают незатухающие колебания активной мощности генерирующего оборудования относительно среднего значения с явно выраженными амплитудой и периодом колебаний, не связанных с колебаниями частоты. Пример такой реакции приведен на рисунке 9;

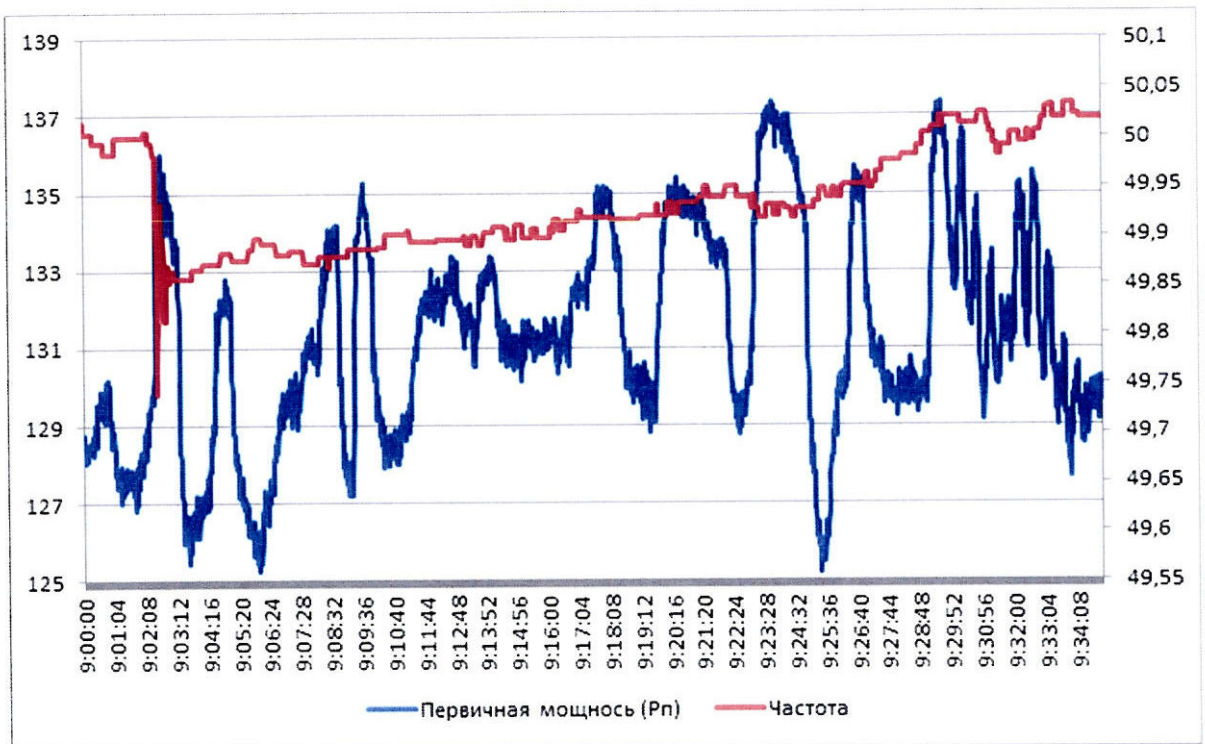


Рис. 9 «Колебания» мощности генерирующего оборудования при отклонении частоты

б) «нет реакции» — зависимость изменения активной мощности генерирующего оборудования от изменения частоты отсутствует при наличии соответствующего резерва первичного регулирования. Пример отсутствия реакции приведен на рисунке 10;

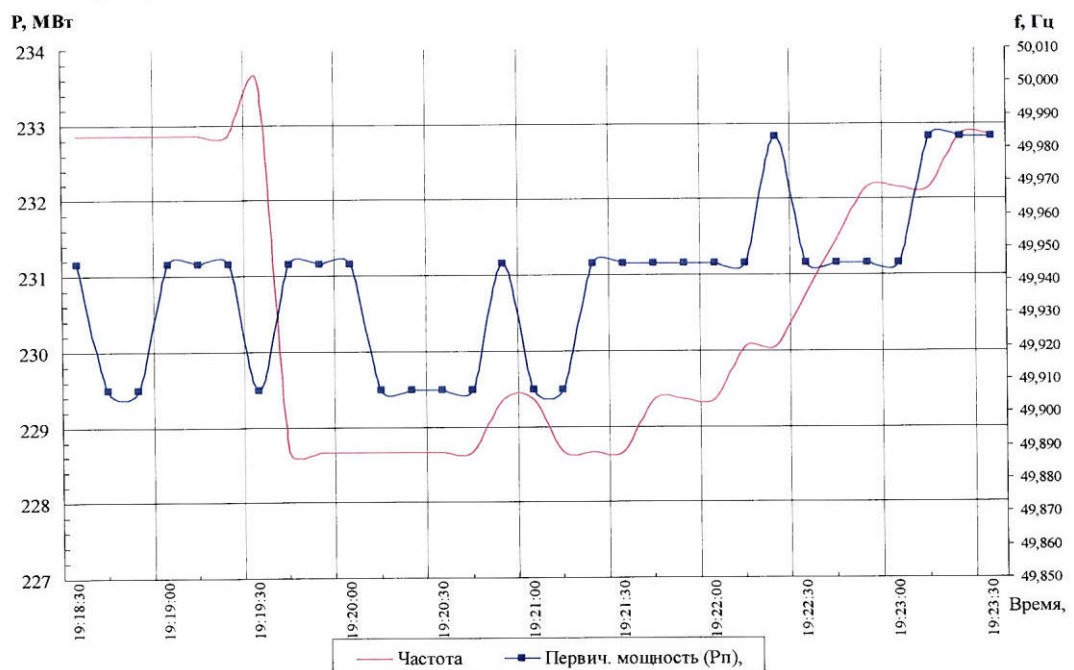


Рис. 10 «Нет реакции» генерирующего оборудования на отклонение частоты при наличии резерва

7) «без резерва» - на момент проведения оценки регулировочный диапазон генерирующего оборудования на изменение мощности был исчерпан, и его участие в ОПРЧ отсутствует или сводится к кратковременному изменению мощности под действием регулятора частоты вращения, в случае повышения частоты (если действий регулятора частоты вращения не фиксируется, реакция относится к типу «нет реакции»);

8) «телеизмерение» - если изменение мощности не может быть отнесено к одному из вышеуказанных типов №№ 1) – 7) вследствие неудовлетворительного качества телеизмерений активной мощности. В указанном случае АО «СО ЕЭС» направляет собственнику электростанции запрос о предоставлении данных мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ согласно п.45 Требований.

5.1.3. Качественная оценка участия в ОПРЧ неблочной части ТЭС ведется аналогично методике количественной оценки участия в ОПРЧ соответствующего типа генерирующего оборудования, т.е. по суммарной мощности включенного в работу и готового к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования, с контролем наличия реакции регуляторов частоты вращения турбин на первоначальное отклонение частоты.

5.1.4. Для исключения случаев некорректной качественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, при необходимости, используются результаты мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, предоставленные собственником электростанции по запросу АО «СО ЕЭС».

5.1.5. Для генерирующего оборудования ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ, ДГА, не имеющего технической возможности автоматического изменения активной мощности при отклонениях частоты, качественная оценка участия в ОПРЧ не производится.

5.2. Критерии неудовлетворительного участия генерирующего оборудования в ОПРЧ по результатам качественной оценки

По результатам качественной оценки неудовлетворительное участие в ОПРЧ фиксируется:

5.2.1. Для генерирующего оборудования ТЭС, ГПА, ДГУ, ГЭС и ГАЭС, не оснащенного регуляторами мощности:

- при отсутствии участия в ОПРЧ, выражающемся в отсутствии для случаев резкого или скачкообразного изменения частоты на $\pm 0,18 \div 0,20$ Гц реакции типа «адекватная» при наличии соответствующего резерва на изменение мощности.

5.2.2. Для генерирующего оборудования АЭС, ТЭС, ГПА, ДГУ, ГЭС и ГАЭС, оснащенного регуляторами мощности:

- при отсутствии участия в ОПРЧ, выражающемся в отсутствии для случаев резкого или скачкообразного изменения частоты на $\pm 0,10 \div 0,20$ Гц с отклонением частоты за пределы $50,0 \pm 0,1$ Гц реакции типа «адекватная» при наличии соответствующего резерва на изменение мощности.

5.2.3. Для генерирующего оборудования ВЭС, СЭС, генерирующего оборудования ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА, имеющего техническую возможность автоматического изменения активной мощности при отклонениях частоты:

- при отсутствии участия в ОПРЧ, выражающемся в отсутствии для случаев скачкообразного повышения частоты на $0,1 \div 0,20$ Гц с превышением частоты $50,1$ Гц продолжительностью не менее 20 секунд реакции типа «адекватная» при наличии резерва на разгрузку.

5.2.4. Для генерирующего оборудования электростанций всех типов в случае не предоставления собственником электростанции в АО «СО ЕЭС» сведений согласно пункта 45 Требований в случае зафиксированной по имеющимся в АО «СО ЕЭС» данным реакции генерирующего оборудования на изменение частоты, отличной от «адекватной».