

Изменения, вносимые в **Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка с 01.01.2022** в связи с утверждением 24.12.2021 Наблюдательным советом Ассоциации «НП «Совет рынка» изменений в Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), а также техническими правками

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
3.	<p><b>Требования к участию в ОНРЧ</b></p> <p>Все включенное генерирующее оборудование должно участвовать в общем первичном регулировании частоты (далее – ОНРЧ), за исключением энергоблоков АЭС с реакторными установками на быстрых нейтронах (далее – БН), а также с реакторами большой мощности канальными (далее – РБМК).</p> <p><b>Допустимо</b> неучастие в ОНРЧ генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа Р, введенного в эксплуатацию до вступления в силу Правил технологического функционирования электроэнергетических систем [16], при условии оформленного собственником или иным законным владельцем (далее – владелец) этого генерирующего оборудования решения об отсутствии технической возможности участия в ОНРЧ, согласованного с соответствующим диспетчерским центром СО.</p> <p>Проект Решения, утвержденный техническим руководителем эксплуатирующей организации владельца генерирующего оборудования, направляется на рассмотрение и согласование в соответствующий диспетчерский центр СО по форме, приведенной в Приложении 12 к настоящим Техническим требованиям, при этом к проекту Решения должно быть приложено:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- заключение организации – изготовителя или экспертной организации, занимающейся деятельностью по испытаниям, техническому обслуживанию и наладке генерирующего оборудования электростанций с турбинами типа Р (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), содержащее конкретные технические причины отсутствия возможности участия в ОНРЧ данного типа оборудования. Допускается представление ранее полученных заключений организаций – изготовителей или экспертных</li> </ul>	<p><b>Требования к участию в ОНРЧ</b></p> <p>Все включенное генерирующее оборудование должно участвовать в общем первичном регулировании частоты (далее – ОНРЧ), за исключением энергоблоков АЭС с реакторными установками на быстрых нейтронах (далее – БН), а также с реакторами большой мощности канальными (далее – РБМК).</p> <p><b>3.1. Требования к участию в ОНРЧ и подтверждение готовности к участию в ОНРЧ генерирующего оборудования</b></p> <p>Технические требования к участию различных типов генерирующего оборудования электростанций в общем первичном регулировании частоты (далее – ОНРЧ) в целях поддержания в электроэнергетической системе частоты электрического тока в пределах допустимых значений, а также порядок подтверждения выполнения собственниками и иными законными владельцами электростанций требований к участию генерирующего оборудования в ОНРЧ, устанавливаются в соответствии с Требованиями к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденными приказом Минэнерго России от 09.01.2019 № 2 (далее – Требования к участию в ОНРЧ) [18].</p> <p>В соответствии с Требованиями к участию в ОНРЧ <b>допускается</b> неучастие в ОНРЧ генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа Р, введенного в эксплуатацию до вступления в силу Правил технологического функционирования электроэнергетических систем [16], при условии оформленного собственником или иным законным владельцем (далее – владелец) этого генерирующего оборудования решения об</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>организаций при условии отсутствия изменений в схеме и условиях использования соответствующего генерирующего оборудования с турбинами типа Р (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»);</p> <p>- другие имеющиеся у собственника документы, подтверждающие отсутствие технической возможности участия в ОПРЧ генерирующего оборудования с турбинами типа Р (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»).</p> <p>Представленный комплект документов подлежит рассмотрению соответствующим диспетчерским центром СО в течение 15 рабочих дней с направлением владельцу генерирующего оборудования уведомления о согласовании проекта решения об отсутствии технической возможности участия в ОПРЧ генерирующего оборудования или об отказе в таком согласовании с указанием причин отказа.</p> <p>При направлении комплекта документов в СО до 01.05.2019 рассмотрение и направление уведомления о принятом решении о согласовании либо отказе в согласовании проекта решения о технической невозможности участия в ОПРЧ генерирующего оборудования осуществляется СО не позднее 28.05.2019.</p> <p>Для участия в ОПРЧ генерирующее оборудование любого типа, за исключением СЭС и ВЭС, должно соответствовать следующим требованиям:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• зона нечувствительности не должна превышать 0,05 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными электрогидравлическими регуляторами, и не должна превышать 0,15 Гц для генерирующего оборудования с турбинами, оснащенными гидравлическими регуляторами<sup>1</sup>;</li> <li>• статизм первичного регулирования должен находиться в пределах 4,0–5,0% для энергоблоков с паровыми и газовыми турбинами<sup>2</sup> и в пределах 4,5–6,0% для гидротурбин. Регуляторы активной мощности, установленные на</li> </ul>	<p>отсутствии технической возможности участия в ОПРЧ, согласованного с соответствующим диспетчерским центром СО.</p> <p>Проект Решения, утвержденный техническим руководителем эксплуатирующей организации владельца генерирующего оборудования, направляется на рассмотрение и согласование в соответствующий диспетчерский центр СО по форме, приведенной в Приложении 12 к настоящим Техническим требованиям, при этом к проекту Решения должно быть приложено:</p> <p>- заключение организации – изготовителя или экспертной организации, занимающейся деятельностью по испытаниям, техническому обслуживанию и наладке генерирующего оборудования электростанций с турбинами типа Р (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), содержащее конкретные технические причины отсутствия возможности участия в ОПРЧ данного типа оборудования. Допускается представление ранее полученных заключений организаций – изготовителей или экспертных организаций при условии отсутствия изменений в схеме и условиях использования соответствующего генерирующего оборудования с турбинами типа Р (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»);</p> <p>- другие имеющиеся у собственника документы, подтверждающие отсутствие технической возможности участия в ОПРЧ генерирующего оборудования с турбинами типа Р (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»).</p> <p>Представленный комплект документов подлежит рассмотрению соответствующим диспетчерским центром СО в течение 15 рабочих дней с направлением владельцу генерирующего оборудования уведомления о согласовании проекта решения об отсутствии технической возможности участия в ОПРЧ генерирующего оборудования или об отказе в таком согласовании с указанием причин отказа.</p>

<sup>1</sup> Для турбин выпуска до 1950 г. зона нечувствительности допускается до 0,25 Гц.

<sup>2</sup> Для паровых турбин в диапазоне нагрузок 15-100% номинальной местный статизм первичного регулирования не должен превышать 6%; для турбин типа Р статизм первичного регулирования допускается 4,5-6,5%

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>генерирующем оборудовании, должны быть оснащены частотными корректорами;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>«мертвая полоса» первичного регулирования в регуляторах активной мощности не должна превышать <math>(50,000 \pm 0,075)</math> Гц. Не допускается блокировка действия регулятора частоты вращения турбины со стороны регулятора активной мощности.</li> </ul> <p>Для недопущения препятствия действию регулятора частоты вращения турбины со стороны регулятора активной мощности генерирующего оборудования настройки его частотного корректора должны быть согласованы с характеристиками регулятора частоты вращения турбины.</p> <p>При первичном регулировании технологической автоматикой генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должно быть обеспечено поддержание требуемого регулятором частоты вращения турбины значения первичной мощности.</p> <p>При отклонениях частоты, когда требуемое регулятором частоты вращения турбины значение первичной мощности выходит за пределы регулировочного диапазона, во избежание действия технологических защит на отключение основного и вспомогательного оборудования технологической автоматикой должно обеспечиваться сохранение параметров основного и вспомогательного оборудования в пределах допустимых значений.</p> <p>Групповые регуляторы активной мощности (для групп генерирующего оборудования в составе ПГУ, ТЭС, ГЭС) не должны допускать блокировки действия регуляторов частоты вращения турбин и регуляторов активной мощности с частотными корректорами.</p> <p>В устройствах, обеспечивающих участие генерирующего оборудования в первичном регулировании частоты, должны использоваться только измерения частоты вращения турбины.</p> <p>При скачкообразном изменении частоты изменение активной мощности генерирующего оборудования в процессе первичного регулирования должно носить апериодический характер. При этом в квазиустановившемся режиме отклонение фактической</p>	<p>Решение об отсутствии технической возможности участия генерирующего оборудования ТЭС с турбинами типа Р в ОПРЧ утверждается собственником или иным законным владельцем электростанции при условии согласования такого решения субъектом оперативно-диспетчерского управления. Собственник или иной законный владелец электростанции должен направить субъекту оперативно-диспетчерского управления копию указанного решения в течение 10 рабочих дней со дня его утверждения.</p> <p>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 участвовать в первичном регулировании частоты с характеристиками, удовлетворяющими требованиям к участию ОПРЧ.</p> <p>Для единиц генерирующего оборудования, временно не имеющих возможности участия в ОПРЧ по техническим причинам, связанным с проведением технического обслуживания или ремонта основного или вспомогательного оборудования, должны быть в установленном порядке оформлены соответствующие диспетчерские заявки на вывод генерирующего оборудования из ОПРЧ с указанием причины и сроков вывода.</p> <p>Для единиц генерирующего оборудования, не имеющих возможности участия в ОПРЧ в связи с особенностями режимов работы такого оборудования, неготовность к участию в ОПРЧ, в том числе временная, должна быть в установленном порядке оформлена соответствующими диспетчерскими заявками с указанием причины и, при необходимости, сроков неготовности.</p> <p>Временное неучастие в ОПРЧ во время производства операций по пуску или останову энергетического оборудования, а также при выводе энергетического оборудования в ремонт или холодный резерв, заявками не оформляется.</p> <p>Подтверждение выполнения требований к участию генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляется в соответствии с Требованиями к участию в ОПРЧ.</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>мощности генерирующего оборудования от требуемой величины задания активной мощности должно быть не более <math>\pm 1\%</math> от номинальной мощности генерирующего оборудования.</p> <p>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 участвовать в первичном регулировании частоты с характеристиками, удовлетворяющими требованиям ОПРЧ, указанным в п.п 3.1-3.4. настоящих Технических требований.</p> <p>Для единиц генерирующего оборудования, временно не имеющих возможности участия в ОПРЧ по техническим причинам, связанным с проведением технического обслуживания или ремонта основного или вспомогательного оборудования, должны быть в установленном порядке оформлены соответствующие диспетчерские заявки на вывод генерирующего оборудования из ОПРЧ с указанием причины и сроков вывода.</p> <p>Для единиц генерирующего оборудования, не имеющих возможности участия в ОПРЧ в связи с особенностями режимов работы такого оборудования, неготовность к участию в ОПРЧ, в том числе временная, должна быть в установленном порядке оформлена соответствующими диспетчерскими заявками с указанием причины и, при необходимости, сроков неготовности.</p> <p>Временное неучастие в ОПРЧ во время производства операций по пуску или останову энергетического оборудования, а также при выводе энергетического оборудования в ремонт или холодный резерв, заявками не оформляется.</p> <p>Проверка и подтверждение готовности генерирующего оборудования к участию в ОПРЧ осуществляется в соответствии с настоящими <i>Техническими требованиями</i>.</p> <p><b>3.1. Требования к участию ТЭС в ОПРЧ</b></p> <p>Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования ТЭС должны удовлетворять следующим требованиям:</p>	<p>Проверка готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ может осуществляться путем проведения контрольных испытаний в соответствии с <i>Методическими рекомендациями по проверке готовности ТЭС к общему первичному регулированию частоты</i> (Приложение 1).</p> <p>Проверка готовности генерирующего оборудования ГЭС к участию в ОПРЧ может осуществляться путем проведения проверок в соответствии с <i>Методическими рекомендациями по проверке готовности ГЭС к общему первичному регулированию частоты</i> (Приложение 2).</p> <p>Проверка готовности генерирующего оборудования АЭС к участию в ОПРЧ должна осуществляться путем проведения контрольных испытаний по программам, индивидуальным для каждого энергоблока, учитывающим требования <i>Методических рекомендаций по проверке готовности ТЭС к общему первичному регулированию частоты</i> (Приложение 1). При этом допускается ограничиваться испытаниями только вверху регулировочного диапазона энергоблока.</p> <p>Проверка готовности генерирующего оборудования ПГУ к участию в ОПРЧ может осуществляться путем проведения контрольных испытаний в соответствии с <i>Методическими рекомендациями по проверке готовности ПГУ к общему первичному регулированию частоты</i> (Приложение 3).</p> <p>Проверка готовности ВЭС и СЭС к участию в ОПРЧ осуществляется путем проведения контрольных испытаний по программам, индивидуальным для каждой ВЭС и СЭС, согласованным с СО.</p> <p><b>3.2. Мониторинг, анализ и оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ</b></p> <p>Мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляется в соответствии с Требованиями к участию в ОПРЧ.</p> <p>СО осуществляет мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на основе телеметрической информации, поступающей от электростанций в ОИК диспетчерских центров.</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• при отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться: <ul style="list-style-type: none"> <li>- реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 15 с;</li> <li>- реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 5 мин для газомазутных энергоблоков, не более 6 мин. для пылеугольных энергоблоков, не более 7 мин. для ТЭС с общим паропроводом;</li> </ul> </li> <li>• в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности более 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должна гарантированно обеспечиваться реализация первичной мощности величиной 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования с динамикой не хуже указанной предыдущем пункте;</li> <li>• реализация первичной мощности величиной более 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона, а также реализация первичной мощности за пределами регулировочного диапазона, должна быть обеспечена с максимальными величинами и скоростью, определяемыми техническими возможностями генерирующего оборудования, режимами его работы и технологической автоматикой.</li> </ul> <p>Проверка готовности генерирующего оборудования ТЭС к участию в ОПРЧ должна осуществляться путем проведения контрольных испытаний в соответствии с <i>Методическими</i></p>	<p>Время обновления телеинформации текущей активной мощности каждой единицы генерирующего оборудования, текущей частоты вращения турбин или текущей частоты на шинах электростанций, поступающей в автоматизированную систему СО из устройств телемеханики, установленных на объектах, не должно превышать 10 секунд. При новом строительстве или комплексной модернизации СОТИАССО по согласованному после 01.12.2021 СО техническому заданию на СОТИАССО время обновления указанной телеинформации не должно превышать 1 секунду.</p> <p>При необходимости, для мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ собственник электростанции должен предоставить по запросу СО данные мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в соответствии с Требованиями к участию в ОПРЧ.</p> <p>Анализ и оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляется в соответствии с <i>Методикой мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты</i> (Приложение 14 к настоящим <i>Техническим требованиям</i>).</p>



№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>рекомендациями по проверке готовности ТЭС к общему первичному регулированию частоты (Приложение 1).</p> <p>По результатам контрольных испытаний формируется отчёт, который утверждается техническим руководителем электростанции и направляется в СО на подтверждение соответствия генерирующего оборудования ТЭС настоящим <i>Техническим требованиям</i>.</p> <p><b>3.2 Требования к участию ГЭС в ОПРЧ</b></p> <p>Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования ГЭС (ГАЭС) должны удовлетворять следующим требованиям:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• при отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку), должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ во всем регулировочном диапазоне. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты должна обеспечиваться реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 1 мин.;</li> <li>• величина и скорость реализации требуемой первичной мощности при участии в ОПРЧ гидроагрегатов ГЭС (ГАЭС) должны обеспечиваться как при работе под управлением ГРАМ, так и при индивидуальном управлении. Не допускается потеря функции участия гидроагрегатов в ОПРЧ при переходе с группового управления на индивидуальное и обратно.</li> </ul> <p>Проверка готовности генерирующего оборудования ГЭС к участию в ОПРЧ может осуществляться путем проведения проверок в соответствии с <i>Методическими рекомендациями по проверке готовности ГЭС к общему первичному регулированию частоты</i> (Приложение 2).</p> <p>По результатам контрольных испытаний формируется отчёт, который утверждается техническим руководителем электростанции и направляется в СО на подтверждение</p>	

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>соответствия генерирующего оборудования ГЭС настоящим <i>Техническим требованиям</i>.</p> <p><b>3.3 Требования к участию АЭС в ОПРЧ</b></p> <p>Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования АЭС с реакторами типа ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 должны удовлетворять следующим требованиям:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• при отклонениях частоты должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ путем реализации требуемой первичной мощности в пределах регулировочного диапазона: <ul style="list-style-type: none"> <li>- на загрузку величиной до 2 % или на разгрузку величиной до 8 % номинальной электрической мощности энергоблока при текущей мощности реакторной установки не более 98 % номинальной тепловой мощности;</li> <li>- на разгрузку величиной до 8 % номинальной электрической мощности энергоблока при текущей мощности реакторной установки более 98 % номинальной тепловой мощности;</li> </ul> </li> <li>• при скачкообразном отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности в указанных диапазонах, должна обеспечиваться: <ul style="list-style-type: none"> <li>- реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 10 с.;</li> <li>- реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 2 мин.;</li> </ul> </li> <li>• реализация требуемой первичной мощности за пределами указанных диапазонов, должна выполняться с характеристиками и ограничениями, обусловленными настройкой технологической автоматики, параметрами основного и вспомогательного оборудования энергоблока АЭС, допустимыми режимами работы реакторной установки.</li> <li>• при работе реактора на «мощностном эффекте» должно обеспечиваться участие генерирующего оборудования в</li> </ul>	

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>ОПРЧ на разгрузку в пределах до 8 % номинальной электрической мощности с последующим ограничением на установившемся после разгрузки уровне мощности.</p> <p>Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования АЭС с реакторами типа ВВЭР ТОИ должны удовлетворять следующим требованиям:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• при отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться: <ul style="list-style-type: none"> <li>- реализация не менее половины требуемой первичной мощности за время не более 10 с;</li> <li>- реализация всей требуемой первичной мощности за время не более 2 мин.</li> </ul> </li> <li>• реализация требуемой первичной мощности за пределами указанных диапазонов, должна выполняться с характеристиками и ограничениями, обусловленными настройкой технологической автоматики, параметрами основного и вспомогательного оборудования энергоблока АЭС, допустимыми режимами работы реакторной установки.</li> </ul> <p>Проверка готовности генерирующего оборудования АЭС к участию в ОПРЧ должна осуществляться путем проведения контрольных испытаний по программам, индивидуальным для каждого энергоблока, учитывающим требования <i>Методических рекомендаций по проверке готовности ТЭС к общему первичному регулированию частоты</i> (Приложение 2). При этом допускается ограничиваться испытаниями только вверху регулировочного диапазона энергоблока.</p>	



№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>По результатам контрольных испытаний формируется отчёт, который утверждается техническим руководителем электростанции и направляется в СО на подтверждение соответствия генерирующего оборудования АЭС настоящим <i>Техническим требованиям</i>.</p> <p><b>3.4 Требования к участию ПГУ в ОПРЧ</b></p> <p>Для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования ПГУ должны удовлетворять следующим требованиям:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• При отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования, должно обеспечиваться гарантированное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона. При этом в случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности 10 % и менее номинальной мощности генерирующего оборудования должна обеспечиваться: <ul style="list-style-type: none"> <li>- реализация первичной мощности в объеме 2,5 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 15 с;</li> <li>- реализация первичной мощности в объеме 5 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 30 с;</li> <li>- реализация первичной мощности в объеме 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования за время не более 2 мин.</li> </ul> </li> <li>• В случае скачкообразного отклонения частоты при величине требуемой первичной мощности более 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должна гарантированно обеспечиваться реализация первичной мощности величиной 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования с динамикой, не хуже указанной в предыдущем пункте;</li> </ul>	

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Реализация первичной мощности величиной более 10 % номинальной мощности генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона, а также реализация первичной мощности за пределами регулировочного диапазона должна быть обеспечена с максимальными величинами и скоростью, определяемыми техническими возможностями генерирующего оборудования, режимами его работы и технологической автоматикой.</li> </ul> <p>Проверка готовности генерирующего оборудования ПГУ к участию в ОПРЧ должна осуществляться путем проведения контрольных испытаний в соответствии с <i>Методическими рекомендациями по проверке готовности ПГУ к общему первичному регулированию частоты</i> (Приложение 3).</p> <p>По результатам контрольных испытаний формируется отчёт, который утверждается техническим руководителем электростанции и направляется в СО на подтверждение соответствия генерирующего оборудования ПГУ настоящим <i>Техническим требованиям</i>.</p> <p><b>3.5 Требования к участию генерирующего оборудования ветряных и солнечных электростанций в ОПРЧ</b></p> <p>Ветроэнергетические установки ветряных электростанций (ВЭС) и фотоэлектрические солнечные модули или их группы солнечных электростанций (СЭС), работающие в составе энергосистемы через преобразователи постоянного тока, должны участвовать в ОПРЧ путем автоматического снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности электростанции при увеличении частоты, осуществляемого средствами регулирования генерирующего оборудования и (или) преобразователей постоянного тока либо путем отключения части генерирующего оборудования ветровой (солнечной) электростанции.</p> <p>Для участия в ОПРЧ ВЭС и СЭС должны соответствовать следующим требованиям:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Статизм первичного регулирования должен находиться в пределах <math>4\div 5\%</math>;</li> <li>• Верхняя граница «мертвой полосы» первичного</li> </ul>	

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>регулирования не должна превышать 50,1 Гц;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Величина требуемой первичной мощности должна определяться, исходя из величины отклонения частоты свыше 50,1 Гц и величины фактической мощности включенного в работу генерирующего оборудования ВЭС и СЭС на момент отклонения частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования;</li> <li>• При скачкообразном увеличении частоты за верхнюю границу «мертвой полосы» первичного регулирования снижение активной мощности ВЭС и СЭС на величину требуемой первичной мощности должно обеспечиваться через 10 секунд. При этом изменение активной мощности в процессе первичного регулирования должно происходить не более 5 секунд и носить аperiodический характер;</li> <li>• На все время, пока квазиустановившееся значение частоты выше 50,1 Гц должно устанавливаться автоматическое ограничение максимальной нагрузки электростанции равное разности исходной мощности электростанции и значения требуемой первичной мощности. Система регулирования электростанции должна обеспечивать следящий за частотой режим первичного регулирования, т.е. при нахождении частоты за пределами «мертвой полосы» первичного регулирования изменять первичную мощность пропорционально текущему отклонению частоты;</li> <li>• После снижения квазиустановившегося значения частоты ниже 50,1 Гц ограничение максимальной нагрузки электростанции должно автоматически сниматься.</li> </ul> <p>Проверка готовности ВЭС и СЭС к участию в ОПРЧ осуществляется путем проведения контрольных испытаний по программам, индивидуальным для каждой ВЭС и СЭС, согласованным с СО.</p> <p>По результатам контрольных испытаний формируется отчет, который утверждается техническим руководителем электростанции и направляется в СО на подтверждение соответствия ВЭС и СЭС настоящим Техническим требованиям.</p>	

### 3.6 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 исходной информации о включенном генерирующем оборудовании, представленной участником оптового рынка, 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).

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

Фактическая величина выдаваемой генерирующим оборудованием первичной мощности определяется выражением:

$$P_{\text{п}} = P - P_0, \text{ МВт}$$

(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:

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

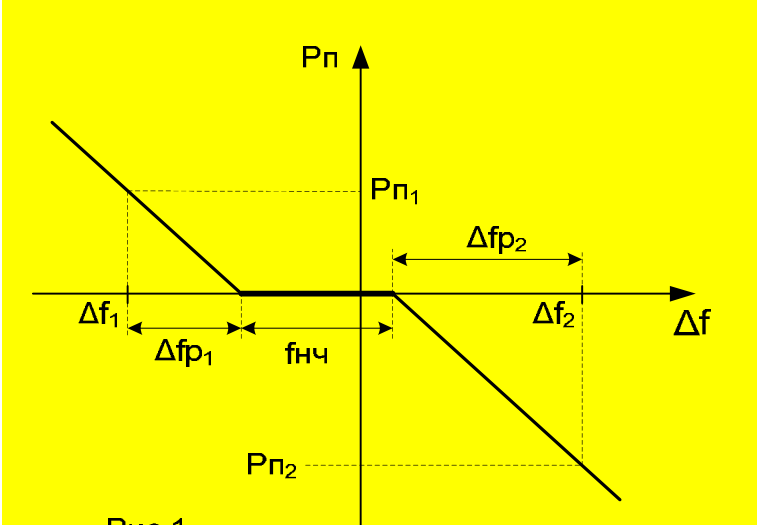
(2),

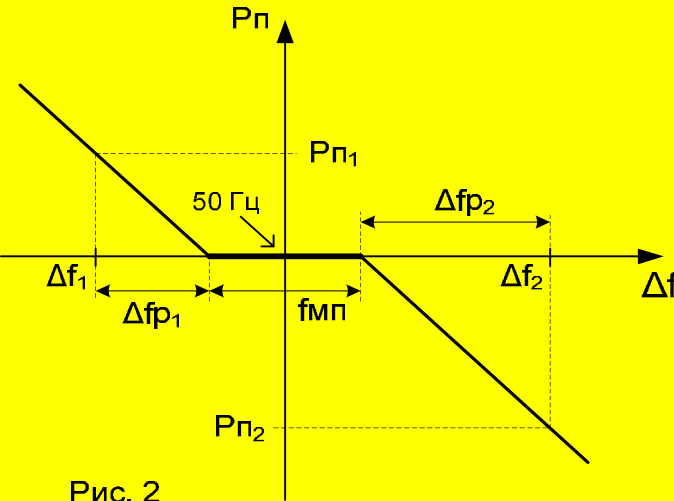
где  $S\%$  – статизм системы первичного регулирования;

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

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

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

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>Принимается, что:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li><math>\Delta f_p=0</math> при отклонениях частоты не превышающих зону нечувствительности (<math>f_{нч}, \text{Гц}</math>) /«мертвую полосу» (<math>f_{мп}, \text{Гц}</math>) первичного регулирования;</li> <li><math>\Delta f_p \neq 0</math> при отклонениях частоты превышающих зону нечувствительности/ «мертвую полосу» первичного регулирования.</li> </ol> <p>Ниже представлены возможные варианты размещения статической характеристики генерирующего оборудования:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования, не оснащенного регулятором мощности, показана на рис. 1. (характеристика дана для случая несимметричного расположения зоны нечувствительности относительно исходной частоты).</li> </ol>  <p>Рис. 1</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования, оснащенного регулятором мощности, показана на рис 2.</li> </ol>	

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<div data-bbox="405 169 1160 758" style="background-color: yellow; padding: 10px;">  <p data-bbox="504 686 593 710">Рис. 2</p> </div> <p data-bbox="257 766 1176 869">Для оценки требуемой величины первичной мощности в процентах от номинальной мощности турбины используется выражение:</p> $P_{тп} = -\frac{200}{S\%} \cdot \Delta f_p, \%$ <p data-bbox="1120 957 1176 981">(3).</p> <p data-bbox="257 997 1176 1061">Минус означает необходимость выдачи отрицательной (на разгрузку) первичной мощности при повышении частоты.</p> <p data-bbox="257 1069 1176 1252">В соответствии с <i>Техническими требованиями</i> зона нечувствительности (<math>f_{нч}</math>) первичного регулирования может достигать 0,3% (0,15 Гц). Реальная зона нечувствительности зависит от многих факторов и может находиться в пределах <math>0 \div 0,15</math> Гц в каждом из направлений отклонения частоты (см. Рис.1).</p> <p data-bbox="257 1260 1176 1324">В связи с этим при нахождении текущей частоты в интервале:</p> $50,0 \pm f_{нч} = 50,0 \pm 0,15 \text{ Гц}$ <p data-bbox="436 1372 504 1396">(4),</p> <p data-bbox="257 1412 1176 1468">расчетное отклонение частоты может колебаться в пределах (по модулю):</p>	



№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p data-bbox="257 172 1106 244"> <math> \Delta f_p  = 0 \div 0,15 \text{ Гц.}</math>  (5). </p> <p data-bbox="257 248 1173 355"> Значение выдаваемой энергоблоком первичной мощности (при статизме 5%) может колебаться в следующих пределах (по модулю): </p> $\left  \frac{P_{II}}{P_{НОМ}} \% \right  = 0 \div (40 \cdot 0,15) = 0 \div 6\% \quad (6).$ <p data-bbox="257 507 1155 727"> Таким образом, контроль участия генерирующего оборудования электростанций в ОПРЧ при нормальной частоте в ЕЭС (<math>50 \pm 0,05 \text{ Гц}</math> и кратковременно до <math>\pm 0,20 \text{ Гц}</math>) не может дать объективную оценку соответствия нормативам по причине соизмеримости с допустимой зоной нечувствительности первичного регулирования. </p> <p data-bbox="257 732 1173 839"> При отклонениях частоты до максимально допустимых значений (<math>\pm 0,20 \text{ Гц}</math>) расчетное отклонение частоты может составить (по модулю): </p> <p data-bbox="257 844 1106 916"> <math> \Delta f_p  = 0,05 \div 0,20 \text{ Гц}</math>  (7). </p> <p data-bbox="257 959 1173 1031"> Выдаваемая энергоблоком первичная мощность может составить: </p> $\left  \frac{P_{II}}{P_{НОМ}} \% \right  = (40 \cdot 0,05) \div (40 \cdot 0,20) = 2 \div 8\% \quad (8).$ <p data-bbox="257 1145 1173 1217"> Такие изменения мощности энергоблоков могут быть зафиксированы при достаточно высокой точности телеизмерений. </p> <p data-bbox="257 1222 1173 1294"> При аварийных отклонениях частоты до <math>\pm 0,40 \text{ Гц}</math> в тех же условиях: </p> <p data-bbox="257 1299 1106 1370"> <math> \Delta f_p  = 0,25 \div 0,40 \text{ Гц,}</math>  (9). </p>	

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	$\left  \frac{P_{\Pi}}{P_{НОМ}} \right  \% = (40 \cdot 0,25) \div (40 \cdot 0,40) = 10 \div 16\% \quad (10).$ <p>Таким образом, гарантированная фиксация участия генерирующего оборудования в ОПРЧ возможна при отклонениях частоты более <math>\pm 0,20</math> Гц от номинальной.</p> <p>При нормальных режимах работы энергосистемы (при резких отклонениях частоты на величину <math>\pm 0,10 \div 0,20</math> Гц от номинальной) контроль носит качественный характер.</p> <p>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 <math>\pm 0,20</math> Гц и более. Оценка производится путем сравнения величин фактического и требуемого изменения мощности генерирующего оборудования при зафиксированном отклонении частоты.</p> <p>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 <i>Техническим требованиям</i> по величине фактически выданной первичной мощности.</p> <p>Для генерирующего оборудования, характер поведения которого полностью соответствует <i>Техническим требованиям</i> 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.</p> <p>Оценка производится в отношении генерирующего оборудования, для которого зарегистрирован тип <i>«генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»</i>.</p>	

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>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 <i>Технических требованиях</i> для генерирующего оборудования различного типа путем использования в выражении (2) коэффициента <math>K_d</math>.</p> <p>Значения текущей частоты и активной мощности генерирующего оборудования вычисляются по данным систем мониторинга как средние значения на интервале <math>(t_p - 15 \text{ сек.}) \leq t_p \leq (t_p + 15 \text{ сек.})</math>, где <math>t_p</math> – момент времени, выбранный для проведения оценки.</p> <p>Величины исходной мощности генерирующего оборудования и исходной частоты принимаются как средние значения указанных параметров на интервале <math>[t_0 - 30 \text{ сек.}, t_0]</math>, где <math>t_0</math> – момент времени, соответствующий началу процесса отклонения частоты электрического тока от исходного значения с выходом ее за диапазон <math>50 \pm 0,2</math> Гц.</p> <p>В случае, если на интервалах расчета значения частоты и активной мощности генерирующего оборудования оставались стабильными, то фактические показатели участия в ОПРЧ допускается вычислять по текущим значениям в выбранные моменты времени, без использования усреднения.</p> <p>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).</p> <p>Оценка величины текущей мощности генерирующего оборудования должна производиться с учетом требуемой точности измерений (не хуже 1% номинальной мощности генерирующего оборудования).</p> <p>Для исключения случаев некорректной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:</p>	

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>- для оценки фактических показателей участия генерирующего оборудования в ОПРЧ выбираются интервалы с квазиустановившимся режимом;</p> <p>- учитываются актуальные ограничения на регулировочный диапазон генерирующего оборудования, указанные в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования (диспетчерских заявках);</p> <p>- учитываются изменения мощности генерирующего оборудования, вызванные действием персонала по команде диспетчера, а также изменения, связанные с работой централизованных систем АРЧМ.</p> <p>- 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);</p> <p>- для генерирующего оборудования, не оснащенного регуляторами мощности, зона нечувствительности регулятора частоты вращения турбины принимается равной 0,15 Гц.</p> <p>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 неучастия (неудовлетворительного участия) в ОПРЧ, путем индивидуальной оценки участия каждой единицы генерирующего оборудования в ОПРЧ с регистрацией соответствующего признака.</p> <p>Для генерирующего оборудования ТЭС должна выполняться оценка наличия реакции турбины на первоначальное отклонение частоты (обратное изменению частоты изменение мощности турбины в первые 15 секунд после отклонения частоты). Отсутствие реакции на загрузку может быть зафиксировано только</p>	

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>при отсутствии на турбине запаса на открытие регулирующих клапанов (оценивается по величине заявленного технического максимума турбогенератора и/или по данным предоставленным электростанцией), в противном случае наличие реакции обязательно. При повышении частоты должна фиксироваться реакция турбин ТЭС на разгрузку. При отсутствии реакции турбины на первоначальное отклонение частоты в отношении данной единицы генерирующего оборудования фиксируется несоответствие <i>Техническим требованиям</i> по величине фактически выданной первичной мощности в первые 15 секунд (расчет производится по текущим значениям частоты и активной мощности).</p> <p>Для ВЭС и СЭС, оснащенных устройством центрального регулирования, оценка участия в ОНРЧ 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 исходя из установленной 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 ОНРЧ всей ВЭС и СЭС.</p> <p><b>3.6.2. Критерии качественной оценки участия генерирующего оборудования электростанций в ОНРЧ</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> <p>1) «адекватная» – характеризуется обратным изменению частоты пропорциональным изменением активной мощности генерирующего оборудования;</p>	

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>2) «с провалом» – начальная реакция соответствует «адекватной», однако через определенное время первичная мощность значительно снижается, вплоть до нуля;</p> <p>3) «котельная» – участие в ОПРЧ при слабой реакции турбины на изменение частоты;</p> <p>4) «противоположная» – в отличии от «адекватной» повторяет по знаку изменение частоты;</p> <p>5) «нет реакции» – связь изменения активной мощности генерирующего оборудования с изменением частоты отсутствует;</p> <p>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;</p> <p>7) «заявка» – при наличии оформленной в установленном порядке диспетчерской заявки на временный вывод генерирующего оборудования из режима участия в ОПРЧ;</p> <p>8) «телеизмерение» - если изменение мощности не может быть отнесено к одному из типов №№ 1-7 вследствие неудовлетворительного качества телеизмерения (или его отсутствия).</p> <p><b>3.7 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 0,05 Гц;</li> <li>• Измерение текущей активной мощности каждой единицы генерирующего оборудования (<math>P</math>, МВт) с использованием датчиков активной мощности с классом точности 0,5S, подключаемыми к измерительным цепям трансформаторов</li> </ul>	



№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>тока с классом точности 0,5 при соблюдении следующих условий:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– датчики активной мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) действующую активную мощность с интервалом усреднения 1 сек.;</li> <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>• Измерение иных технологических параметров, применяемых для оперативного контроля и управления при участии генерирующего оборудования в ОПРЧ, с точностью, обеспечиваемой методами и средствами измерений, предусмотренными проектом генерирующего оборудования (электростанции).</li> <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}</math> (11); </li> <li>– Отклонения текущей мощности <math>P</math> от исходного (планового) значения <math>P_0</math> (то есть текущей первичной мощности РП) <math display="block">P_{\text{П}} = P - P_0, \text{ МВт}</math> (12). </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 значение не менее необходимого по шаблону.</p> <p>При фиксации недостаточной величины первичной мощности или противоположного требуемому знака первичной мощности должны быть определены и устранены в установленном</p>	

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p data-bbox="257 172 1173 204">порядке причины соответствующего нарушения <i>Технических</i></p> <div data-bbox="257 229 1173 995"> </div> <p data-bbox="257 1023 430 1054"><i>требований.</i></p> <p data-bbox="349 1094 1061 1126">Рис. 3. Шаблон мониторинга ОПРЧ на энергоблоке.</p> <p data-bbox="257 1134 1173 1390">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 <math>\pm 0,20</math> Гц и более должны храниться в виде архивов не менее 1 года.</p> <p data-bbox="257 1398 1173 1461">Данные мониторинга, в том числе анализ участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, должны направляться по</p>	

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>запросу в соответствующий диспетчерский центр СО в течение 3 (трех) рабочих дней с момента направления запроса, но не позднее 4 (четвертого) календарного дня месяца, следующего за отчетным.</p> <p>В случае полного или частичного непредоставления информации или предоставления указанной в запросе информации в нарушение установленных сроков СО использует имеющиеся в его распоряжении данные.</p> <p><b>3.8 Требования к хранению и представлению данных</b></p> <p>В базу данных оперативно-информационных комплексов СО (далее ОИК) должна поступать и храниться следующая информация:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Текущая активная мощность генерирующего оборудования с дискретностью не более 0,1 % от полного диапазона измерения датчика и с временем обновления не более 10 секунд.</li> <li>• Текущая частота на шинах электростанций с точностью не хуже 0,002 Гц и временем обновления не более 10 секунд.</li> </ul> <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>	
6.2.3	<p><b>Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях неценовых зон оптового рынка</b></p> <p>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.</p>	<p><b>Особенности учета ограничений установленной мощности на территориях неценовых зон оптового рынка</b></p> <p>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.</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>Технические ограничения на ГЭС должны быть заявлены и согласованы до начала предстоящего года.</p> <p>Ограничения установленной мощности в размере положительной разницы между установленной мощностью ГТП и суммарной максимальной располагаемой мощностью входящего в ГТП генерирующего оборудования, указанной в <i>Акте об общесистемных технических параметрах и характеристиках генерирующего оборудования</i>, принимаются в заявительном порядке. Превышение ожидаемых ограничений установленной мощности над положительной разницей между установленной мощностью ГТП и суммарной максимальной располагаемой мощностью входящего в ГТП генерирующего оборудования, указанной в <i>Акте об общесистемных технических параметрах и характеристиках генерирующего оборудования</i>, согласовывается СО по каждому месяцу на основании представленных документов в порядке, установленном <i>Методическими указаниями по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций</i> (Приложение 4) и положениями настоящих <i>Технических требований</i>.</p> <p>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 каждого 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 <i>Техническими требованиями</i>.</p> <p>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.</p>	<p>Ограничения установленной мощности в размере положительной разницы между установленной мощностью ГТП и предельным объемом поставки мощности ГТП принимаются в заявительном порядке. Превышение ожидаемых ограничений установленной мощности над положительной разницей между установленной мощностью ГТП и предельным объемом поставки мощности ГТП согласовывается СО по каждому месяцу на основании представленных документов в порядке, установленном <i>Методическими указаниями по определению и согласованию ограничений установленной электрической мощности тепловых и атомных электростанций</i> (Приложение 4) и положениями настоящих <i>Технических требований</i>.</p> <p>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 каждого 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 <i>Техническими требованиями</i>.</p> <p>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.</p> <p>Корректировка ограничений установленной мощности на предстоящий месяц должна быть представлена в СО не позднее 15 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.</p> <p>При наличии ограничений установленной мощности для электростанций, имеющих более одной зарегистрированной ГТП, при наличии ограничений в целом по станции участник не позднее</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>...</p>	<p>15 числа месяца, предшествующего планируемому, должен заявить разнесение ограничений установленной мощности по ГТП.</p> <p>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.</p> <p>...</p>
12.	<p><b>12. Список регламентирующих документов</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 №1172.</li> <li>2. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка.</li> <li>3. Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент допуска к торговой системе оптового рынка»;</li> <li>4. Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент актуализации расчетной модели»;</li> <li>5. Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи уведомлений участниками оптового рынка»;</li> <li>6. Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка»;</li> </ol>	<p><b>12. Список регламентирующих документов</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 №1172.</li> <li>2. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка.</li> <li>3. Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент допуска к торговой системе оптового рынка»;</li> <li>4. Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент актуализации расчетной модели»;</li> <li>5. Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи уведомлений участниками оптового рынка»;</li> <li>6. Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка»;</li> <li>7. Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент оперативного диспетчерского</li> </ol>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>7. Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России»;</p> <p>8. Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности»;</p> <p>9. Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент аттестации генерирующего оборудования»;</p> <p>10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ), утвержденные Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19.07.2003 № 229.</p> <p>11. Регламенты безопасной эксплуатации АЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Типовой технологический регламент по эксплуатации АЭС с реактором РБМК-1000;</li> <li>• Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-440;</li> <li>• Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000.</li> </ul> <p>12. Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 27.07.2007 № 484.</p> <p>13. Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации АО «СО ЕЭС».</p> <p>14. Порядок формирования сводных годовых и месячных графиков ремонтов объектов диспетчеризации АО «СО ЕЭС».</p> <p>15. Общие технические требования для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ.</p> <p>16. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937.</p>	<p>управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России»;</p> <p>8. Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности»;</p> <p>9. Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент аттестации генерирующего оборудования»;</p> <p>10. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ), утвержденные Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19.07.2003 № 229.</p> <p>11. Регламенты безопасной эксплуатации АЭС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Типовой технологический регламент по эксплуатации АЭС с реактором РБМК-1000;</li> <li>• Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-440;</li> <li>• Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000.</li> </ul> <p>12. Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 30.01.2021 № 86.</p> <p>13. Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации АО «СО ЕЭС».</p> <p>14. Порядок формирования сводных годовых и месячных графиков ремонтов объектов диспетчеризации АО «СО ЕЭС».</p> <p>15. Общие технические требования для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ.</p> <p>16. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937.</p> <p>17. Правила проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего</p>



№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	17. Правила проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования, утвержденные Минэнерго России от 11.02.2019 № 90.	оборудования, утвержденные <b>приказом</b> Минэнерго России от 11.02.2019 № 90. 18. Требования к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденные <b>приказом</b> Минэнерго России от 09.01.2019 № 2
Приложение 14	<b>Добавить приложение</b>	Методика мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты

## Изменения, вносимые в 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:

№ пункта	Редакция, действующая на момент вступления в силу изменений	Предлагаемая редакция (изменения выделены цветом)
2	Электростанции, заявляющие на предстоящий год в соответствии с положениями п. 6.2.3. Технических требований к генерирующему оборудованию участников оптового рынка ограничения мощности в размере положительной разницы между установленной мощностью ГТП и суммарной максимальной располагаемой мощностью входящего в ГТП генерирующего оборудования, указанной в <i>Акте об общесистемных технических параметрах и характеристиках генерирующего оборудования</i> представляют официальное письмо с запросом на согласование заявляемых ограничений. В приложении 8 указывается поагрегатное распределение заявляемых объемов.	Электростанции, заявляющие на предстоящий год в соответствии с положениями п. 6.2.3. Технических требований к генерирующему оборудованию участников оптового рынка ограничения мощности в размере положительной разницы между установленной мощностью ГТП и <b>предельным объемом поставки мощности</b> представляют официальное письмо с запросом на согласование заявляемых ограничений. В приложении 8 указывается поагрегатное распределение заявляемых объемов.  В случае заявления в каком-либо месяце года превышения ожидаемых ограничений мощности над положительной разницей между установленной мощностью ГТП и <b>предельным объемом</b>

№ пункта	Редакция, действующая на момент вступления в силу изменений	Предлагаемая редакция (изменения выделены цветом)
	<p>В случае заявления в каком-либо месяце года превышения ожидаемых ограничений мощности над положительной разницей между установленной мощностью ГТП и <b>суммарной максимальной располагаемой мощностью входящего в ГТП генерирующего оборудования, указанной в Акте об общесистемных технических параметрах и характеристиках генерирующего оборудования,</b> объемы ограничений мощности в отношении данного месяца подлежат согласованию СО в общем порядке на основании полного пакета представленных документов, в соответствии с Методическими указаниями и положениями настоящих Технических требований.</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. 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>	<p><b>поставки мощности</b> объемы ограничений мощности в отношении данного месяца подлежат согласованию СО в общем порядке на основании полного пакета представленных документов, в соответствии с Методическими указаниями и положениями настоящих Технических требований.</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. 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>
5	<p>После получения визирующей подписи Заместителя генерального директора СО ОДУ оба экземпляра сводной таблицы представляются в исполнительный аппарат СО на подпись <b>Директору по управлению развитием ЕЭС.</b></p>	<p>После получения визирующей подписи Заместителя генерального директора СО ОДУ оба экземпляра сводной таблицы представляются в исполнительный аппарат СО на подпись</p>

№ пункта	Редакция, действующая на момент вступления в силу изменений	Предлагаемая редакция (изменения выделены цветом)
	<p>Данная подпись является последней.</p> <p>Экземпляр формы с подписями остается в исполнительном аппарате СО.</p>	<p>Заместителю Председателя Правления - руководителю дирекции по развитию ЕЭС.</p> <p>Данная подпись является последней.</p> <p>Экземпляр формы с подписями остается в исполнительном аппарате СО.</p>

на этапе месячного планирования:

№ пункта	Редакция, действующая на момент вступления в силу изменений	Предлагаемая редакция (изменения выделены цветом)
1	<p>Электростанции, заявляющие на предстоящий месяц значение ограничений мощности в размере положительной разницы между установленной мощностью ГТП и суммарной максимальной располагаемой мощностью входящего в ГТП генерирующего оборудования, указанной в <i>Акте об общесистемных технических параметрах и характеристиках генерирующего оборудования</i>, представляют официальное письмо с запросом на согласование заявляемых ограничений.</p> <p>При этом в приложении 9 указывается поагрегатное распределение заявляемых объемов.</p> <p>Для всех остальных электростанций согласование СО ограничений осуществляется в общем порядке на основании полного пакета представленных документов в соответствии с Методическими указаниями и положениями настоящих Технических требований.</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</p>	<p>Электростанции, заявляющие на предстоящий месяц значение ограничений мощности в размере положительной разницы между установленной мощностью ГТП и предельным объемом поставки мощности, представляют официальное письмо с запросом на согласование заявляемых ограничений.</p> <p>При этом в приложении 9 указывается поагрегатное распределение заявляемых объемов.</p> <p>Для всех остальных электростанций согласование СО ограничений осуществляется в общем порядке на основании полного пакета представленных документов в соответствии с Методическими указаниями и положениями настоящих Технических требований.</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</p>

№ пункта	Редакция, действующая на момент вступления в силу изменений	Предлагаемая редакция (изменения выделены цветом)
	<p>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>	<p>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>

## **Приложение 14**

к Техническим требованиям  
к генерирующему оборудованию  
участников оптового рынка

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

#### **1. Общие положения**

1.1. Настоящая Методика мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – Методика) разработана в соответствии с Требованиями к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты, утвержденными 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 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 участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на соответствие Требованиям;
- критерии неудовлетворительного участия в ОПРЧ генерирующего оборудования электростанций различного типа.

#### **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, если не оговорено иное.

### **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 телеметрической информации, поступающей от электростанций в ОИК диспетчерских центров.

При необходимости, для анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ собственник электростанции должен предоставить по запросу АО «СО ЕЭС» данные мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ согласно Требованиям.

3.2. Для целей мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на каждой электростанции должно быть организовано измерение параметров в соответствии с пунктом 43 Требований.

Должна быть предусмотрена возможность представления информации мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в табличном и графическом виде. Требования к формату предоставления данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в табличном виде представлены в Приложении 1 к настоящей Методике.

3.3. 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.

3.4. Срок хранения архивных данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в диспетчерских центрах АО «СО ЕЭС» и на электростанциях должен соответствовать пункту 44 Требований.

### **4. Порядок проведения анализа и оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ**

4.1. Анализ и оценка участия в ОПРЧ генерирующего оборудования электростанций, функционирующих в составе ЕЭС России осуществляется при скачкообразных отклонениях частоты в энергосистеме на величину в пределах  $\pm 0,1 \div 0,2$  Гц от номинальной частоты, а также для всех случаев отклонения частоты в энергосистеме от номинальной на 0,2 Гц и более.

Для проведения анализа и оценки участия в ОПРЧ генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ВЭС и СЭС продолжительность указанных отклонений частоты должна быть не менее 30 секунд.

Для проведения анализа и оценки участия в ОПРЧ 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.

Анализ и оценка участия в ОПРЧ генерирующего оборудования ВЭС, СЭС, ВОЛЭС, генерирующего оборудования на основе ГУБТ и ДГА осуществляется при повышении частоты более 50,1 Гц.

4.2. 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.

4.3. Анализ и оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ осуществляется персоналом АО «СО ЕЭС с применением следующих формализованных критериев автоматизированного контроля, алгоритмы которых приведены в Приложении 2 к настоящей Методике:

- критерий «Непредоставление информации»;
- критерий «Наличие колебательного процесса»;
- критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции».

При проведении анализа и оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ принятие решения об удовлетворительном или неудовлетворительном участии такого оборудования принимается персоналом АО «СО ЕЭС» на основании применения формализованных критериев автоматизированного контроля и факторов, указанных в п. 4.3.6. Методики.

4.3.1. Критерий «Непредоставление информации» предназначен для выявления нарушений требований по предоставлению данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, а также требований к осуществлению на электростанциях текущего непрерывного мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

В случае выявления нарушений требований по предоставлению данных мониторинга по данным ОИК, АО «СО ЕЭС» направляет собственнику электростанции запрос о предоставлении данных мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОПРЧ согласно п.45 Требований. По предоставленным данным, соответствующим указанным в Приложении 1 к настоящей Методике требованиям к формату предоставления данных мониторинга, АО «СО ЕЭС» проводит анализ и оценку участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

4.3.2. Критерий «Наличие колебательного процесса» предназначен для выявления случаев возникновения незатухающих колебаний активной мощности генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ. Для генерирующего оборудования электростанций всех типов, контролируется отсутствие незатухающих колебаний активной мощности, не связанных с колебаниями частоты.

4.3.3. Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» предназначен для выявления нарушений Требованиям к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ.

4.3.4. При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ГЭС, ГАЭС при скачкообразных отклонениях частоты в пределах  $\pm 0,1 \div 0,2$  Гц от номинальной оценка проводится на интервалах времени с переходным режимом по частоте (качественная оценка).

Для генерирующего оборудования СЭС, ВЭС качественная оценка проводится при скачкообразном повышении частоты в пределах  $0,1 \div 0,2$  Гц от номинальной.

4.3.5. При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ТЭС, АЭС, ГЭС, ГАЭС при отклонениях частоты на  $\pm 0,2$  Гц и более от номинальной оценка проводится как на интервалах времени с переходным режимом по частоте, так и на интервалах времени с квазиустановившимся режимом по частоте (количественная оценка).

Для генерирующего оборудования ТЭС, АЭС количественная оценка проводится с учетом коэффициента динамики Кд, установленного Требованиями для соответствующего типа генерирующего оборудования.

Для генерирующего оборудования СЭС, ВЭС количественная оценка проводится при повышении частоты на 0,2 Гц и более от номинальной.

4.3.6. При проведении анализа и оценки адекватной/должной реакции изменения мощности генерирующего оборудования при изменении 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 оперативного персонала электростанций по диспетчерской команде, а также изменения мощности, связанные с участием в автоматическом вторичном регулировании частоты и/или перетоков активной мощности с управлением от ЦКС (ЦС) АРЧМ;

- для генерирующего оборудования АЭС учитывается работа в режиме «мощностного» эффекта реактивности;

- для генерирующего оборудования ВЭС и СЭС, ВОЛЭС анализ и оценка участия в ОПРЧ выполняется по суммарной мощности включенного в работу генерирующего оборудования. Номинальная мощность генерирующего оборудования ВЭС и СЭС принимается равной фактической мощности генерирующего оборудования на момент начала его участия в ОПРЧ;

- для генерирующего оборудования ВОЛЭС, ГУБТ и ДГА анализ о оценка участия в ОПРЧ проводится с учетом скорости изменения мощности, установленной документами по эксплуатации систем автоматического управления этим генерирующим оборудованием;

- при выявлении нарушений участия в ОПРЧ единиц генерирующего оборудования неблочной части ТЭС дополнительно проводится анализ причин неудовлетворительного участия в ОПРЧ неблочной части ТЭС по суммарной мощности включенного в работу и готового к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования неблочной части;

- при необходимости, учитываются запрошенные АО «СО ЕЭС» и предоставленные собственником или иным законным владельцем электростанции соответствующие обосновывающие документы: паспортные данные, проектная документация, технические обоснования, результаты испытаний, уведомления заводов-изготовителей, заключения специализированных организаций, а также результаты мониторинга и анализа, проведенные на электростанции.

4.3.7. Граничные меры и параметры алгоритмов критериев автоматизированного контроля участия генерирующего оборудования в ОПРЧ указаны в Приложении 2 к Методике.

## **5. Критерии неудовлетворительного участия в ОПРЧ генерирующего оборудования электростанций различного типа**

По результатам анализа и оценки неудовлетворительное участие генерирующего оборудования в ОПРЧ фиксируется в случаях:

- выявления нарушений требований по предоставлению данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ по данным ОИК с применением критерия «Непредоставления информации»;

– непредоставления в АО «СО ЕЭС» собственником электростанции или иным законным владельцем запрошенных данных мониторинга и анализа участия генерирующего оборудования в ОНРЧ согласно п.45 Требований или несоответствия предоставленных данных требованиям, указанным в Приложении 1;

– выявления нарушений требований к осуществлению на электростанциях текущего непрерывного мониторинга участия генерирующего оборудования в ОНРЧ по данным, предоставленным собственником электростанции с применением критерия «Непредоставление информации»;

– выявления возникновения незатухающих колебаний активной мощности генерирующего оборудования при участии в ОНРЧ с применением критерия «Наличие колебательного процесса»;

– выявления при проведении количественной оценки нарушений Требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования генерирующего оборудования с применением критерия «Отсутствие адекватной/должной реакции»;

– отсутствия при проведении качественной оценки адекватного изменения мощности генерирующего оборудования при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования с применением критерия «Отсутствие адекватной/должной реакции»;

– 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);

– если для генерирующего оборудования ВОЛЭС и генерирующего оборудования на основе ГУБТ, ДГА, не имеющего технической возможности автоматического изменения активной мощности при отклонениях частоты при повышении частоты более 51 Гц продолжительностью 10 секунд и более не зафиксировано отключение генерирующего оборудования от сети.

**Приложение 1**  
к Методике мониторинга и анализа  
участия генерирующего оборудования  
в общем первичном регулировании  
частоты

**Требования к формату представления данных мониторинга участия генерирующего  
оборудования в ОПРЧ в табличном виде**

1. Данные мониторинга ОПРЧ должны предоставляться с шагом 1 секунда.
2. Точность и дискретность измерений данных мониторинга ОПРЧ должна соответствовать п.43 Требований.
3. Данные мониторинга ОПРЧ по объекту генерации должны быть представлены в текстовом файле формата CSV (Comma-Separated Values).
4. Файл должен содержать данные за период времени, который определяется запросом диспетчерского центра АО «СО ЕЭС».
5. Каждая запись в файле должна представлять собой строку следующего формата:

***<Всемирное координированное время>;<Частота>;<Активная мощность>***

Всемирное координированное время (далее – UTC) должно иметь краткий формат даты *<dd.MM.yyyy>* и полный формат времени *<HH:mm:ss,00>* разделенные пробелом. Секунды могут иметь дробную часть, отделенную от целой части точкой (*ss.000*).

В данных *<Частота>* и *<Активная мощность>* десятичные знаки от целых отделяются точкой.

*Пример.*

*Для частоты вращения турбины (частоты сети) со значением 50,207 Гц и активной мощностью со значением 120,57 МВт, зафиксированным 14 марта 2020 года в 17 часов 30 минут 57 секунд (UTC), строка должна иметь вид:*

***14.03.2020 17:30:57;50.207;120.57***

6. Имя файла должно представлять собой строку, определяющую объект генерации и время (UTC) начала периода по п.4, следующего формата:

***<Краткое название электростанции>.<2 цифры номера единицы генерирующего оборудования>.<4 цифры года><2 цифры месяца><2 цифры дня>.<2 цифры часа><2 цифры минуты><2 цифры секунды>***

*Пример.*

*Для энергоблока ст. № 1 Ставропольской ГРЭС полное имя файла с данными за период времени, начиная с 17 часов 30 минут 57 секунд 14 марта 2020 года, будет иметь вид:*

***СтаврГРЭС.01.20200314.173057.csv***

7. Файл (-ы) мониторинга ОПРЧ объекта генерации должен (-ны) быть сжат (-ы) архиватором zip.
8. Имя сжатого файла (далее – Архив) должно представлять собой строку, определяющую электростанцию и время (UTC) начала периода по п.4, следующего формата:

***<Краткое название электростанции>.<4 цифры года><2 цифры месяца><2 цифры дня>.<2 цифры часа><2 цифры минуты><2 цифры секунда>***

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» [www.so-ups.ru](http://www.so-ups.ru)

*Пример.*

*Для Ставропольской ГРЭС полное имя Архива с файлами за период времени, начиная с 17 часов 30 минут 57 секунд 14 марта 2020 года, будет иметь вид:*

***СтаврГРЭС.20200314.173057.zip***

9. Внутри Архива должен (-ны) содержаться файл(-ы) мониторинга ОПРЧ по всем объектам генерации, запрашиваемым диспетчерским центром АО «СО ЕЭС».

*Пример.*

*Диспетчерский центр АО «СО ЕЭС» запрашивает данные мониторинга ОПРЧ энергоблоков ст. № 1 и № 2 Ставропольской ГРЭС за период времени с 17 часов 30 минут 57 секунд 14 марта 2020 года по 18 часов 15 минут 00 секунд 14 марта 2020 года.*

*В Архиве с полным именем СтаврГРЭС.20200314.173057.zip должны находиться файлы СтаврГРЭС.01.20200314.173057.csv и СтаврГРЭС.02.20200314.173057.csv.*

**Приложение 2**  
к Методике мониторинга и анализа  
участия генерирующего оборудования  
в общем первичном регулировании  
частоты

**Критерии автоматизированного контроля участия генерирующего оборудования в  
общем первичном регулировании частоты**



## 1. Общие положения

Настоящие критерии предназначены для проведения автоматизированного контроля участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) в части соблюдения требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования, к предоставлению данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, осуществлению на электростанциях текущего непрерывного мониторинга, отсутствию незатухающих колебаний активной мощности генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ.

Автоматизированный контроль участия генерирующего оборудования в ОПРЧ производится с использованием передаваемых с электростанций в ОИК АО «СО ЕЭС» измерений (сигналов) активной мощности  $P(t)$  генерирующего оборудования и частоты  $f(t)$ , а также с использованием переданных с электростанций по запросу АО «СО ЕЭС» данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

При оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ используются следующие критерии автоматизированного контроля:

- 1) «Непредоставление информации»;
- 2) «Наличие колебательного процесса»;
- 3) «Отсутствие адекватной/должной реакции».

Критерии автоматизированного контроля участия генерирующего оборудования в ОПРЧ реализованы с использованием мер нарушений.

Мера нарушения – числовая скалярная функция, вычисляемая на временном интервале.

Выявление нарушений осуществляется с использованием граничного значения меры (граничной меры) следующим образом:

- если мера нарушения больше граничной меры, то принимается решение о наличии нарушения;
- если мера нарушения меньше или равна граничной мере, то принимается решение об отсутствии нарушения.

Значения параметров алгоритмов и граничных мер по каждому из критериев указаны в карте граничных мер и параметров алгоритмов критериев контроля участия генерирующего оборудования различного типа в ОПРЧ.



## 2. Математические обозначения

$\Delta f_p$	расчетное отклонение частоты
$f(t)$	сигнал частоты
$h(t)$	переходная функция
$h(15\text{сек}), h(15)$	значение переходной функции в точке 15 сек.
$P(t)$	сигнал фактической активной мощности генерирующего оборудования
$P_{\text{мин}}$	минимальная мощность (нижняя граница регулировочного диапазона) генерирующего оборудования
$P_{\text{макс}}$	максимальная мощность (верхняя граница регулировочного диапазона) генерирующего оборудования
$P_{\text{ном}}$	номинальная мощность генерирующего оборудования
$AVG$	фильтр скользящего среднего
$\exists$	квантор существования
$\forall$	квантор всеобщности
$\in$	принадлежность множеству
$\equiv$	знак тождественности
$x \equiv \{x_i, i = 1..N\}$	массив из нескольких элементов ( $i$ – индекс элемента, $N$ – количество элементов)
$ x $	модуль числа $x$
$\tilde{X}_i$	сглаженные (обработанные фильтром низких частот) значения сигнала $X_i \equiv X(t_i)$

### 3. Критерий «Непредоставление информации»

Критерий предназначен для выявления нарушений требований по предоставлению данных мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, а также осуществлению на электростанциях текущего непрерывного мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

#### Используемая информация

Массив значений измерений мощности [МВт] –  $P = \{P_i, i = 1..n\}$ .

Массив значений измерений частоты [Гц] –  $f = \{f_i, i = 1..n\}$ .

Массив значений измерений эталонной частоты [Гц] –  $f_{эт} = \{f_{эт,i}, i = 1..n\}$ .

Уставка нижней границы для проверки достоверности мощности –  $P_{дост,min}$ .

Уставка верхней границы для проверки достоверности мощности –  $P_{дост,max}$ .

#### Параметры алгоритма:

- Минимальное допустимое значение частоты  $f_{min,доп}$  [Гц].
- Максимальное допустимое значение частоты  $f_{max,доп}$  [Гц].
- Максимальное допустимое отклонение частоты от эталонной частоты  $\Delta f_{max,доп}$  [Гц].
- Максимальное допустимое количество повторяющихся значений по частоте  $N_{max,f}$ .
- Максимальное допустимое количество повторяющихся значений по мощности  $N_{max,P}$ .
- Максимальное допустимое суммарное время непредоставления информации  $t_{max,доп}$ .

#### Алгоритм решения

Блок-схема алгоритма для критерия представлена на рисунке 1.

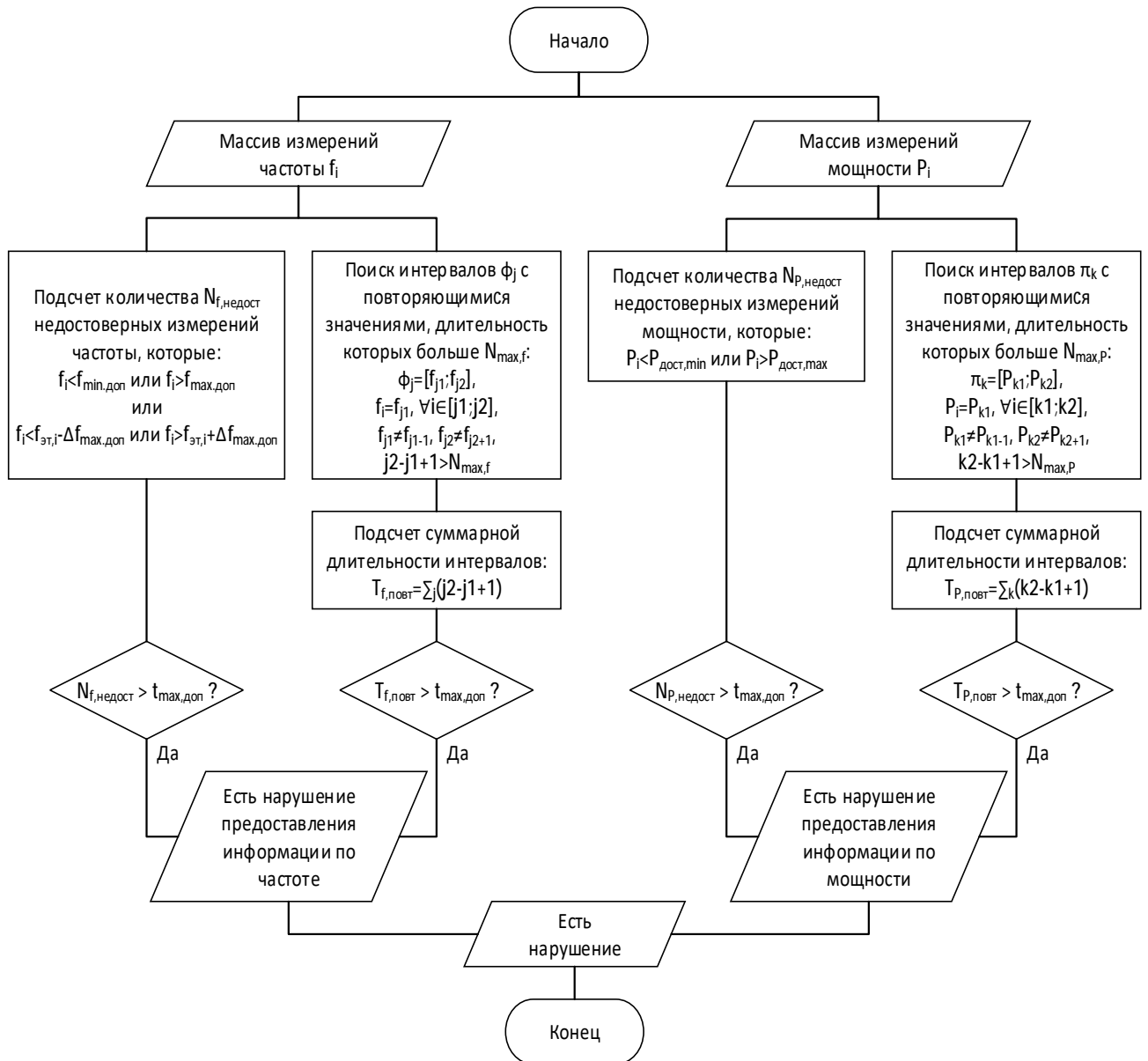


Рисунок 1. Блок-схема алгоритма для критерия "Непредоставление информации"

### Результаты решения алгоритма

Признак наличия нарушения предоставления информации по частоте.

Признак наличия нарушения предоставления информации по мощности.

Признак наличия нарушения по критерию «Непредоставление информации».

#### 4. Критерий «Наличие колебательного процесса» для ТЭС, АЭС, СЭС, ВЭС, ГПА, ДГУ

Данный критерий предназначен для выявления случаев возникновения незатухающих колебаний активной мощности генерирующего оборудования и применяется в отношении оборудования ТЭС, АЭС, СЭС, ВЭС, ГПА и ДГУ.

В основе критерия лежит использование функции автокорреляции (автокорреляционной функции, АКФ) сигнала фактической мощности генерирующего оборудования. Наличие пиков в функции автокорреляции проверяемого сигнала означает наличие колебательной составляющей в этом сигнале с соответствующим периодом. Перед вычислением функции автокорреляции выполняется фильтрация исходного сигнала фактической мощности с помощью полосового фильтра в целях выделения нежелательных частот, которые лежат в диапазоне от 0,01 Гц до 0,1 Гц.

Мерой нарушения по данному критерию является значение функции автокорреляции сигнала фактической мощности в точке первого локального максимума, следующего за первым локальным минимумом.

##### Используемая информация

- Массив значений времени [сек] –  $t = \{t_i, i = 1..n\}$ , дискретность измерений 1 секунда.
- Массив значений фактической мощности [МВт] –  $P = \{P_i, i = 1..n\}$ .
- Массив расчетных отклонений частоты [Гц] –  $\Delta f_p = \{\Delta f_{p,i}, i = 1..n\}$ .
- Параметр использования числа периодов колебаний:
- $R_{пер} = \begin{cases} 1, & \text{если используется} \\ 0, & \text{если не используется} \end{cases}$
- Граничное значение числа периодов колебаний –  $N_{пер.гр}$ .

##### Алгоритм решения

1) С целью выделения искомым нежелательных частот выполняется предварительная фильтрация исходного сигнала активной мощности. Фильтрация осуществляется с помощью полосового фильтра, основанного на фильтре скользящего среднего.

Исключение из исходного сигнала высокочастотных шумовых составляющих выполняется фильтром скользящего среднего с параметром (шириной окна) равным 9:

$$P_1 = \text{AVG}(P, 9)$$

Исключение низкочастотных составляющих, соответствующих плавно (медленно) меняющемуся тренду, выполняется с помощью фильтра скользящего среднего с параметром (шириной окна) равным 70:

$$O = P_1 - \text{AVG}(P_1, 70)$$

Сигнал  $O(t)$  представляет собой колебания мощности на искомым нежелательных частотах относительно нуля.

2) Рассматриваемый интервал разбивается на пересекающиеся отрезки длиной в 121 секунду. Каждый следующий отрезок получается путем сдвига границ предыдущего на 10 секунд.

3) Поочередно для отрезков вычисляется автокорреляционная функция (АКФ) сигнала мощности:

$$R_{P,i} = \frac{\sum_{k=1}^{N-i} O_{i+k} \cdot O_i}{\sum_1^N O_i^2}$$

4) Для АКФ определяются значения  $\gamma_P$  и  $T_{\gamma,P}$  сигнала мощности:

$$T_{\gamma,P} = \min T_{1осmax}, \quad \gamma_P = R_P(T_{\gamma,P})$$

где

$$T_{1осmax} = \{t_i : R_P(t_{i-1}) < R_P(t_i) \text{ и } R_P(t_i) > R_P(t_{i+1})\}$$

$T_{locmax}$  – массив точек локальных максимумов функции  $R_p$ .

5) При значении  $\gamma_p$  большем или равным 0,6 и при периоде  $T_{\gamma,p}$ , лежащем в диапазоне от 5 до 100 секунд, происходит переход к шагу 6. В противном случае происходит переход к следующему отрезку (п.3).

6) На данном отрезке производится фильтрация (сглаживание) сигнала расчетных отклонений частоты при помощи фильтра скользящего среднего с параметром 9.

$$\widetilde{\Delta f}_p = \text{AVG}(\Delta f_p, 9)$$

7) Вычисляются значения автокорреляционной функции (АКФ)  $R_{f,i}$  сигнала расчетных отклонений частоты  $\widetilde{\Delta f}_p$ .

8) Определяется значение АКФ сигнала расчетных отклонений частоты в точке  $T_{\gamma,p}$

$$\gamma_{f,p} = R_f(T_{\gamma,p})$$

9) При значении  $\gamma_{f,p}$ , меньших 0,5, и параметре  $p_{пер} = 0$  выносятся решение о присутствии автоколебаний на данном отрезке и, соответственно, на всем интервале. При  $p_{пер} = 1$  происходит переход к пункту 10.

10) Число периодов колебаний может служить дополнительным критерием выявления нарушения. На отрезках рассматриваемого интервала, определенных в пункте 2, вычисляются значения АКФ сигнала мощности в точке  $T_{\gamma,p}$

$$R_p^{\{j\}}(T_{\gamma,p}), \quad j - \text{номер отрезка}$$

11) Определяется  $T_{start}$ , как время начала первого отрезка, на котором  $R_p^{\{j_1\}}(T_{\gamma,p}) > 0,5$ , и  $T_{end}$ , как время конца последнего отрезка, на котором  $R_p^{\{j_n\}}(T_{\gamma,p}) > 0,5$ .

12) Количество периодов определяется по формуле:

$$N_{пер} = \frac{T_{start} - T_{end}}{T_{\gamma,p}}$$

13) Если  $N_{пер} > N_{пер,гр}$ , то принимается решение о наличии нарушения по критерию «наличие колебательного процесса» на данном интервале.

Блок-схема алгоритма для критерия представлена на рисунке 2.

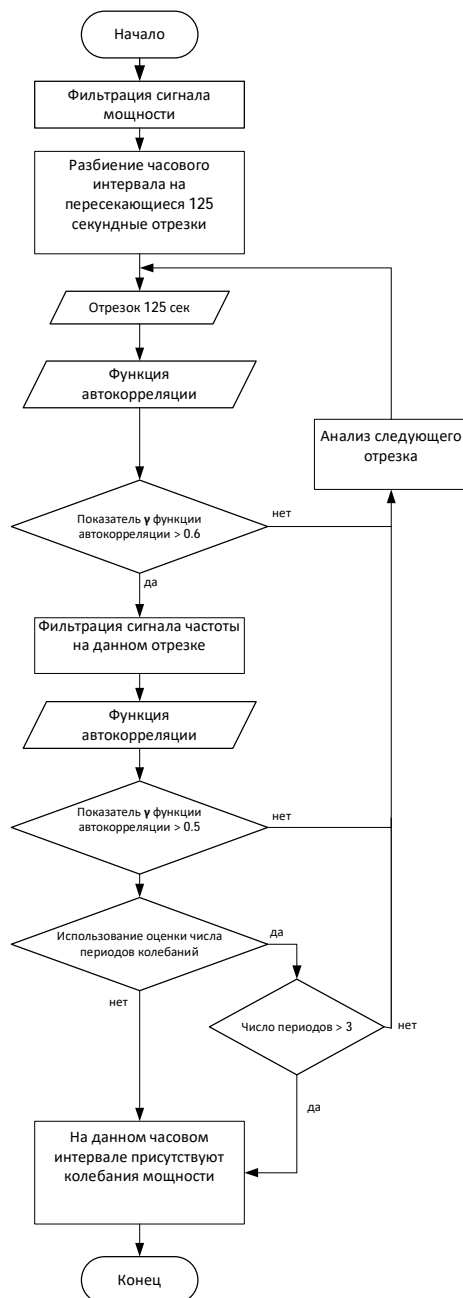


Рисунок 2. Блок-схема алгоритма для критерия «Наличие колебательного процесса»

### Результаты решения алгоритма

Признак наличия нарушения по критерию «наличие колебательного процесса»: 1 – есть нарушение, 0 – нет нарушения.

## 5. Критерий «Наличие колебательного процесса» для ГЭС, ГАЭС

Данный критерий предназначен для выявления случаев возникновения незатухающих колебаний активной мощности генерирующего оборудования и применяется в отношении оборудования ГЭС, ГАЭС.

В критерии также присутствует проверка, что колебания активной мощности не является следствием реакции на колебания частоты. Если на рассматриваемом интервале в сигнале частоты присутствуют колебания с тем же периодом, что и колебания мощности, то колебания мощности в этом случае не являются нарушением.

### Используемая информация

Сигналы:

- Массив значений фактической мощности (ТИ «Мощность») [МВт]  $P_{\text{факт}} = \{P_{\text{факт},i}, i = 1..n\}$ .

- Максимальная мощность [МВт] –  $P_{\text{макс}}$ .

Параметры алгоритма:

- Максимальная допустимая амплитуда колебаний [% $P_{\text{макс}}$ ].

- Максимально допустимая мера колебательности.

### Алгоритм решения

1) Детектирование колебаний выполняется для сигнала фактической мощности, выраженного в относительных единицах:

$$P_i = \frac{P_{\text{факт},i}}{P_{\text{макс}}}$$

2) Детектируются колебания с периодами от 5 сек до 10 мин (600 сек). Для детектирования этот диапазон разбивается на следующие полосы с соответствующими нижними и верхними границами:

$T_{\text{нг}}$ , сек	5,0	8,1	13,0	21,0	33,9	54,8	88,4	143	230	372
$T_{\text{вг}}$ , сек	8,1	13,0	21,0	33,9	54,8	88,4	143	230	372	600

Для каждой полосы выполняется детектирование следующим образом.

а. Выполняется фильтрация высокочастотных (шум) и низкочастотных (плавно меняющийся тренд) составляющих сигнала мощности. Для этого используется фильтр скользящего среднего.

Фильтрация высокочастотных составляющих выполняется фильтром скользящего среднего с параметром (шириной окна)  $\left[\frac{T_{\text{нг}}}{4}\right]$ :

$$X = \text{AVG } P, \left[\frac{T_{\text{нг}}}{4}\right]$$

Фильтрация низкочастотных составляющих выполняется фильтром скользящего среднего с параметром (шириной окна)  $[T_{\text{вг}} * 4]$ :

$$S = \text{AVG}(P, [4 \cdot T_{\text{вг}}])$$

Для анализа используется отфильтрованный сигнал:

$$O_i = X_i - S_i$$

б. Детектирование колебаний на выбранном отрезке выполняется посредством скользящего окна. Ширина окна –  $5 \cdot T_{\text{вг}}$ , сдвиг окна –  $T_{\text{нг}}$ . Для каждого положения окна рассчитывается:

i. Автокорреляционная функция (АКФ) на своей области определения от 0 до  $T_{\text{вг}}$ .

ii. Минимум АКФ  $a_{\text{с min}}$  на интервале от  $0,5 \cdot T_{\text{нг}}$  до  $0,5 \cdot T_{\text{вг}}$  («в полосе полупериодов»).

Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» [www.so-ups.ru](http://www.so-ups.ru)

iii. Максимум АКФ  $ac_{max}$  на интервале от  $T_{нг}$  до  $T_{вг}$  («в полосе периодов»).

iv. Мера колебательности – по найденным минимуму и максимуму АКФ:

$$-1,1086 \cdot ac_{min} + 1,7473 \cdot ac_{max}$$

v. Амплитуда колебаний – как стандартное отклонение отфильтрованного сигнала, умноженное на  $\sqrt{2}$ .

c. Наличие колебательного процесса определяется при одновременном выполнении следующих условий:

- i. минимум АКФ в полосе полупериодов – меньше нуля;
- ii. максимум АКФ в полосе периодов – больше нуля;
- iii. мера колебательности – больше максимального допустимого значения меры колебательности);
- iv. амплитуда колебаний – больше максимального допустимого значения амплитуды.

d. В случае наличия колебаний активной мощности в какой-то полосе периодов из п.2, выполняется проверка наличия колебаний в сигнале частоты в этой же полосе периодов. Для этого для сигнала частоты выполняется:

- i. Фильтрация высокочастотных и низкочастотных составляющих – аналогично п.2.1 (с такими же параметрами фильтров).
- ii. Расчет АКФ, определение минимума АКФ в полосу полупериодов, максимума АКФ в полосе периодов, меры колебательности и амплитуды колебаний – аналогично пп.2.2.1-2.2.5.
- iii. Определение наличия колебаний в сигнале частоты – аналогично п.2.3.
- iv. При наличии колебаний в сигнале частоты нарушение не фиксируется.

### **Результаты решения алгоритма**

Каждый зафиксированный колебательный процесс активной мощности, не обусловленный колебаниями частоты, с параметрами:

- моменты начала и конца колебательного процесса;
- амплитуда колебаний;
- период колебаний;
- мера колебательности.



## 6. Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» для ТЭС

Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» предназначен для выявления нарушений Требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ТЭС при скачкообразных отклонениях частоты в пределах  $\pm 0,1 \div 0,2$  Гц от номинальной оценка проводится на интервалах времени с переходным режимом по частоте (качественная оценка). Применяется метод идентификации переходной функции.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ТЭС при отклонениях частоты на  $\pm 0,2$  Гц и более от номинальной оценка проводится как на интервалах времени с переходным режимом по частоте, так и на интервалах времени с квазиустановившимся режимом по частоте (количественная оценка). Применяются метод идентификации переходной функции и метод построения допустимых границ.

Критерий состоит из двух частей:

- когда частота не изменяется существенно (интервалы времени с «квазиустановившимся режимом по частоте») - применяется метод построения допустимых границ;
- когда частота изменяется существенно (скачкообразное отклонение частоты, интервалы времени с «переходным режимом по частоте») - применяется метод идентификации переходной функции.

Моменты времени считаются моментами квазиустановившегося режима по частоте, если частота на отрезке в  $\pm 15$  секунд не отличалась от среднего значения частоты на этом отрезке более чем на 10 мГц.

Скачкообразное отклонение частоты – это воздействие в виде ступенчатой функции.

### Используемая информация

- Массив значений измерений мощности [МВт] за время отклонения частоты –  $\mathbf{P} = \{P_i, i = 1..N\}$ .
- Массив значений измерений частоты [Гц] за время отклонения частоты –  $\mathbf{f} = \{f_i, i = 1..N\}$ .
- Уставка фильтра объединения интервалов
- Уставка фильтра исключения интервалов
- Величина «мертвой полосы»,  $f_{de}$
- Уставка определения квазиустановившегося режима,  $\varepsilon_2$
- Уставка оценки значения переходной функции,  $\varepsilon_3$
- Уставка ограничения анализа переходного режима,  $\varepsilon_4$

### Алгоритм решения

Блок-схема алгоритма для критерия представлена на рисунке 3.

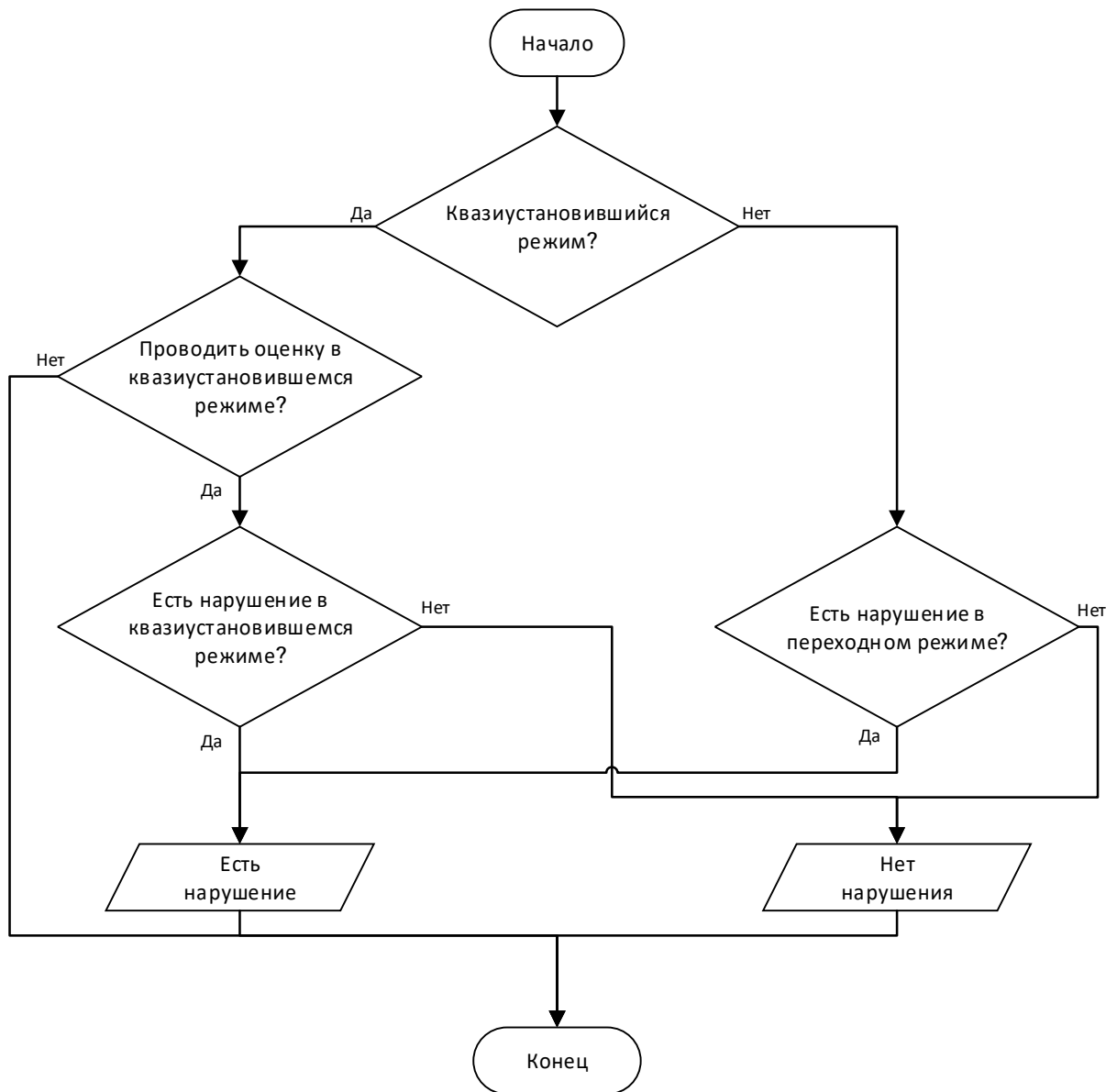


Рисунок 3. Блок-схема алгоритма для критерия «Отсутствие адекватной/должной реакции» ТЭС

1. Определяются интервалы выхода частоты за мертвую полосу:

$r_{ini}$  – начало интервала (исходный момент), если  $|f_{r-1} - 50| \leq f_{de d}$  и  $|f_r - 50| > f_{de d}$

$r_{e d}$  – конец интервала, если  $|f_r - 50| \leq f_{de d}$  и  $|f_{r-1} - 50| > f_{de d}$

2. Объединяются интервалы, у которых длительность интервала между концом и началом следующего меньше уставки фильтра объединения интервалов. Удаляем интервалы, длительность которых меньше уставки фильтра исключения интервалов.

3. Для каждого момента времени рассчитывается среднее значение  $f_{i,cp}$ , на интервале  $\pm 15$  секунд и расчетное отклонение частоты  $\Delta_{p,i}$ :

$$f_{i,cp} = \frac{1}{31} \sum_{k=i-1}^{i+1} f_k$$

$$\Delta_{p,i} = \begin{cases} f_i - (50 - f_{de d}) & f_i \leq 50 - f_{de d} \\ 0 & 50 - f_{de d} \leq f_i \leq 50 + f_{de d} \\ f_i - (50 + f_{de d}) & 50 + f_{de d} \leq f_i \end{cases}$$

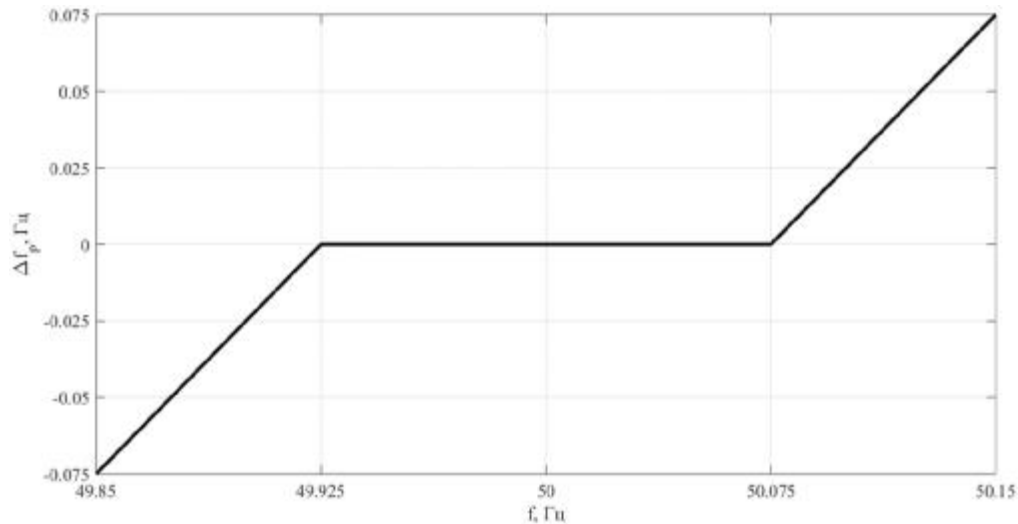


Рисунок 4. Расчетное отклонение частоты при величине «мертвой полосы» первичного регулирования  $50,000 \pm 0,075$  Гц

Моменты времени, для которых  $|i_{\text{ср}} - 50| \leq f_{de} d$ , далее не оцениваются.

Моменты времени, для которых  $|i_{\text{ср}} - 50| > f_{de} d$ , оцениваются по-разному в зависимости от того, являются ли они моментами квазиустановившегося режима энергосистемы или нет.

Для каждого интервала выполняются нижеследующие действия.

Определяется «исходная мощность» как среднее значение мощности на интервале в 15 секунд до исходного момента отклонения частоты:

$$P_{\text{исх}} = \frac{1}{15} \sum_{k=r-1}^{r-1} P_k$$

Моменты времени считаются моментами квазиустановившегося режима энергосистемы, если частота на отрезке в  $\pm 15$  секунд не отличалась от среднего значения частоты на этом отрезке более чем на  $\varepsilon_2$  мГц:

$$f_i - \text{квазиуст.}, \text{ если } \forall j \in [i - 15; i + 15]: |j - f_{i,\text{ср}}| \leq \varepsilon_2$$

$$f_i - \text{не квазиуст.}, \text{ если } \exists j \in [i - 15; i + 15]: |j - f_{i,\text{ср}}| > \varepsilon_2$$

Моменты времени с квазиустановившимся режимом оцениваются методом построения допустимой границы.

Моменты времени с не квазиустановившимся (переходным) режимом оцениваются методом идентификации переходной функции генерирующего оборудования.

### 6.1 Оценка в квазиустановившемся режиме

Для моментов времени с квазиустановившимся режимом по частоте строится допустимая граница для мощности: при отклонении частоты вниз – нижняя допустимая граница  $P_{\text{нг}}$ , при отклонении частоты вверх – верхняя допустимая граница  $P_{\text{вг}}$ :

$$\begin{cases} P_{\text{нг},i} = \min \left( \text{исх} + \min \left( \frac{-100 \Delta f_{p,i}}{S} K_{d,i} P_{\text{ном}}; 0,1 P_{\text{ном}} \right); P_{\text{макс}} \right) - 0,01 P_{\text{ном}} \\ P_{\text{вг},i} = \max \left( \text{исх} + \max \left( \frac{-100 \Delta f_{p,i}}{S} K_{d,i} P_{\text{ном}}; -0,1 P_{\text{ном}} \right); P_{\text{мин}} \right) + 0,01 P_{\text{ном}} \end{cases}$$

где:  $f_{\text{ном}}$  – номинальная частота – 50 [Гц];  
 $\Delta f_p$  – расчетное отклонение частоты [Гц];  
 $S$  – статизм [%];

$K_{д,i}$  – «коэффициент динамики».

Коэффициент динамики  $K_{д,i}$  для ТЭС рассчитывается в соответствии с рисунком 5 следующим образом:

$$K_{д,i} = \begin{cases} (i - r) \frac{0,5}{t_{0,5\text{ТЭС}}}, & r \leq i \leq r + t_{0,5\text{ТЭС}} \\ 0,5 + (i - r - t_{0,5\text{ТЭС}}) \frac{1 - 0,5}{t_{1\text{ТЭС}} - t_{0,5\text{ТЭС}}}, & r + t_{0,5\text{ТЭС}} \leq i \leq r + t_{1\text{ТЭС}} \\ 1, & r + t_{1\text{ТЭС}} \leq i \end{cases}$$

где:  $t_{0,5\text{ТЭС}}$  [сек] – 15,  $t_{1\text{ТЭС}}$  [сек] – 300 для газомазутных энергоблоков, 360 для пылеугольных энергоблоков, 420 для ТЭС с общим паропроводом.

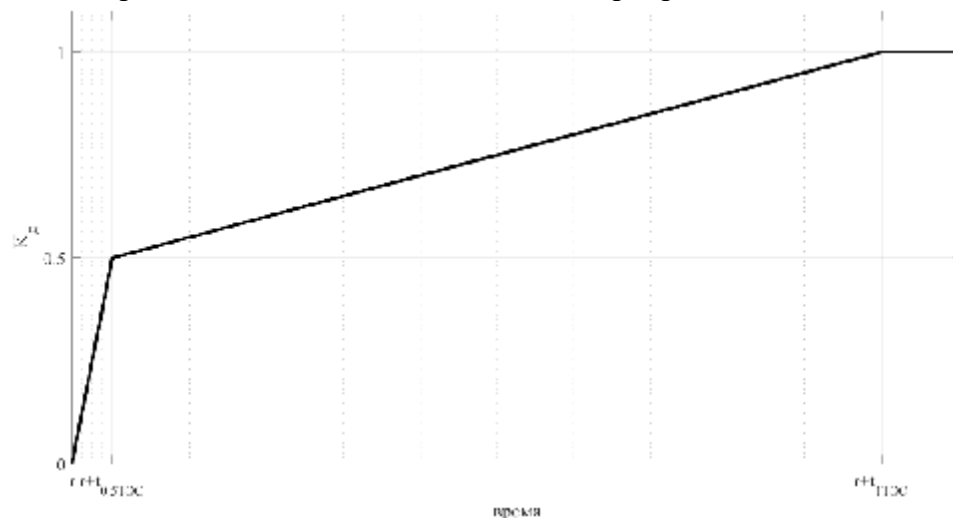


Рисунок 5. Коэффициент динамики для ТЭС (кроме ПГУ)

Коэффициент динамики  $K_{д,i}$  для ПГУ рассчитывается в соответствии с рисунком 6 следующим образом:

$$K_{д,i} = \begin{cases} (i - r) \frac{0,25}{t_{0,2 \text{ ПГУ}}}, & r \leq i \leq r + t_{0,2 \text{ ПГУ}} \\ 0,25 + (i - r - t_{0,2 \text{ ПГУ}}) \frac{0,5 - 0,25}{t_{0,5\text{ПГУ}} - t_{0,2 \text{ ПГУ}}}, & r + t_{0,2 \text{ ПГУ}} \leq i \leq r + t_{0,5\text{ПГУ}} \\ 0,5 + (i - r - t_{0,5\text{ПГУ}}) \frac{1 - 0,5}{t_{1\text{ПГУ}} - t_{0,5\text{ПГУ}}}, & r + t_{0,5\text{ПГУ}} \leq i \leq r + t_{1\text{ПГУ}} \\ 1, & r + t_{1\text{ПГУ}} \leq i \end{cases}$$

где:  $t_{0,2 \text{ ПГУ}}$  [сек] – 15,  $t_{0,5\text{ПГУ}}$  [сек] – 30,  $t_{1\text{ПГУ}}$  [сек] – 120.

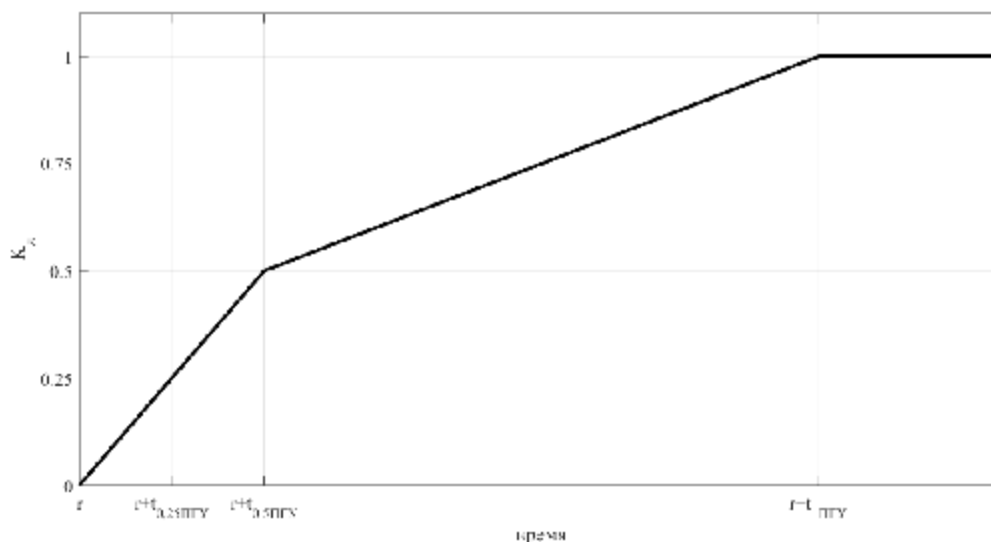


Рисунок 6. Коэффициент динамики для ПГУ

Если для моментов с квазиустановившимся режимом по частоте есть значения мощности меньше нижней допустимой границы (при отклонении частоты вниз) или больше верхней допустимой границы (при отклонении частоты вверх), то фиксируется нарушение.

## 6.2 Оценка в переходном режиме

1. Для моментов времени с переходным (не квазиустановившимся) режимом строится допустимая граница для мощности: при отклонении частоты вниз – нижняя допустимая граница  $P_{нг}$ , при отклонении частоты вверх – верхняя допустимая граница  $P_{вг}$ :

$$\begin{cases} P_{нг,i} = \min(P_{исх} + \varepsilon_4 P_{ном}; P_{макс}; P_{огр.макс}) - 0,01 P_{ном} \\ P_{вг,i} = \max(P_{исх} - \varepsilon_4 P_{ном}; P_{мин}; P_{огр.мин}) + 0,01 P_{ном} \end{cases}$$

2. Если для моментов времени значения мощности больше нижней допустимой границы (при отклонении частоты вниз) или больше верхней допустимой границы (при отклонении частоты вверх), то этот момент времени не оценивается.
3. Выполняется идентификация переходной функции генерирующего оборудования.
4. Переход от  $f, P$  к относительным переменным одинаковой размерности  $X, Y$  [% $P_{ном}$ ]:

$$X_i = \frac{-100 \Delta f_{p,i}}{S f_{ном}} \cdot 100, \quad Y_i = \frac{P_i}{P_{ном}} \cdot 100$$

5. Фильтрация шума с помощью фильтра скользящего среднего:

$$\tilde{X}_i = \frac{1}{5} \sum_{k=i-2}^{i+2} X_k, \quad \tilde{Y}_i = \frac{1}{5} \sum_{k=i-2}^{i+2} Y_k$$

6. Для оценки в момент  $i$  для идентификации переходной функции используются данные  $x, y$  отрезка длиной 46 секунд:

$$\begin{aligned} x &\equiv \{x_t, t = 1..46\} \equiv \{\tilde{X}_j, j \in [i-15; i+30]\} \\ y &\equiv \{y_t, t = 1..46\} \equiv \{\tilde{Y}_j, j \in [i-15; i+30]\} \end{aligned}$$

Вычисление приращений  $\Delta x, \Delta y$ :

$$\Delta x_t = \begin{cases} 0 & t = 1 \\ x_t - x_{t-1} & t = 2..46 \end{cases}, \quad \Delta y_t = \begin{cases} 0 & t = 1 \\ y_t - y_{t-1} & t = 2..46 \end{cases}$$

Для идентификации переходной функции решается система линейных алгебраических уравнений.

Определяется переходная функция системы на отрезке от 0 до 15 секунд в виде массива её значений в 0,1,...15 секунд:

$$\begin{aligned} h &= \{h_i, i = 0..15\} \\ \Delta h &= \{\Delta h_i, i = 1..15\}, \quad \Delta h_i = h_i - h_{i-1} \end{aligned}$$

Тогда, в соответствии с принципом суперпозиции, изменение выхода системы (отклик системы)  $\Delta y(t)$  в зависимости от изменения входного воздействия  $\Delta x(t)$  будет описываться следующим образом:

$$\Delta y_t = \sum_{k=1}^1 (\Delta x_{t_k} \cdot \Delta h_k) + e_t$$

где  $e_t$  – некоторая ошибка.

Для решения задачи идентификации решается задача минимизации среднеквадратичного значения невязки, эквивалентная задаче минимизации суммы квадратов невязок:

$$\min_{\Delta h} F(\Delta h) = \min_{\Delta h} \left( \sum_{t=t_1}^{t_2} e_t^2 \right) = \min_{\Delta h} \left( \sum_{t=t_1}^{t_2} (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-1} \Delta h_1 - \Delta y_t)^2 \right)$$

Необходимым условием точки минимума является равенство нулю частных производных:

$$\begin{cases} \frac{\partial F}{\partial \Delta h_1} = \sum_{t=t_1}^{t_2} 2\Delta x_{t-1} \cdot (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-1} \Delta h_1 - \Delta y_t) = 0 \\ \dots \\ \frac{\partial F}{\partial \Delta h_1} = \sum_{t=t_1}^{t_2} 2\Delta x_{t-1} \cdot (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-1} \Delta h_1 - \Delta y_t) = 0 \end{cases}$$

Эта система эквивалентна системе линейных алгебраических уравнений:

$$\begin{vmatrix} \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-1} & \dots & \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-1} \\ \dots & \dots & \dots \\ \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-1} & \dots & \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-1} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \Delta h_1 \\ \dots \\ \Delta h_1 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta y_t \\ \dots \\ \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta y_t \end{vmatrix}$$

которую можно записать в матричном виде:

$$A \cdot \Delta h = B,$$

$$\text{где } a_i = \sum_{t=1}^{46} \Delta x_{t_i} \Delta x_{t_j}, \quad b_i = \sum_{t=1}^{46} \Delta x_{t_i} \Delta y_t, \quad i = 1..15, j = 1..15$$

решением которой являются приращения переходной функции  $\Delta h \equiv \{\Delta h_i, i = 1..15\}$  на отрезке от 1 до 15 секунд.

Вычисление оценки переходной функции  $h$  на отрезке от 0 до 15 секунд:

$$h_i = \begin{cases} h_0 = 0 \\ h_i = h_{i-1} + \Delta h_i, \quad i = 1..15 \end{cases}$$

Если для моментов с переходным режимом значение оценки переходной функции в точке 15 секунд  $h_1 \equiv h(15\text{сек})$  меньше  $\varepsilon_3$ , то фиксируется нарушение.

## Результаты решения

Признак наличия нарушения по критерию «отсутствие адекватной/должной реакции»: 1 – есть нарушение, 0 – нет нарушения.

## 7. Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» для ГЭС, ГАЭС, ГПА, ДГУ

Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» предназначен для выявления нарушений Требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ГЭС, ГАЭС, ГПА, ДГУ при скачкообразных отклонениях частоты в пределах  $\pm 0,1 \div 0,2$  Гц от номинальной оценка проводится на интервалах времени с переходным режимом по частоте (качественная оценка).

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования ГЭС, ГАЭС, ГПА, ДГУ при отклонениях частоты на  $\pm 0,2$  Гц и более от номинальной оценка проводится как на интервалах времени с переходным режимом по частоте, так и на интервалах времени с квазиустановившимся режимом по частоте (количественная оценка).

Основой работы критерия является понятие дефицита мощности. Дефицит мощности – это величина, на которую отклонение мощности агрегата (в абсолютном значении) меньше требуемой первичной мощности. Если отклонение мощности агрегата (в абсолютном значении) больше требуемой первичной мощности, дефицит мощности считается равным нулю. Для оценки используется средний дефицит мощности – дефицит мощности, средний на интервале до 1 мин.

Реакция генерирующего оборудования на отклонение мощности может происходить с задержкой. Для корректного расчета дефицита мощности эту задержку необходимо учитывать, так как она влияет на величину рассчитанного дефицита мощности. На величину рассчитанного дефицита мощности также влияет значение мёртвой полосы.

При неизвестных фактических значениях задержки и «мёртвой полосы», нарушение может быть зафиксировано только в случае, если при любой комбинации допустимых значений задержки/«мёртвой полосы» средний дефицит мощности больше уставки.

Нарушение может быть зафиксировано только в случае, если средний дефицит мощности, минимальный для всех допустимых значений задержки/мёртвой полосы, больше уставки.

### Используемая информация

- Массив значений измерений мощности [МВт] за время отклонения частоты –  $P = \{P_i, i = 1..N\}$ .
- Массив значений измерений частоты [Гц] за время отклонения частоты –  $f = \{f_i, i = 1..N\}$ .

### Алгоритм решения

1. Сигнал мощности пересчитывается из МВт в проценты номинальной мощности.
2. Задаются допустимые значения мёртвой полосы – от 50 мГц до 75 мГц с шагом 1 мГц.
3. Задаются допустимые значения задержки – от 0 сек до 30 сек с шагом 1 сек.
4. Для каждой пары значений «мёртвой полосы» и задержки определяются:
  - момент  $t_0$  выхода частоты за пределы «мёртвой полосы» и интервал в 1 минуту после этого, на котором производится оценка;
  - значения расчетного отклонения частоты;
  - значения требуемой первичной мощности  $P_{пт}$  (при расчете используется максимальное допустимое значение статизма первичного регулирования 6%);
  - значения отклонения фактической мощности от исходной мощности  $\Delta P_{факт}$  (в момент выхода частоты за пределы мёртвой полосы);
  - значения дефицита мощности на интервале  $[t_0 + \text{задержка}; t_0 + 1 \text{ мин}]$

$$P_{\text{деф}}(t) = \begin{cases} \max(P_{\text{пт}}(t) - \Delta P_{\text{факт}}(t); 0), & \text{если } P_{\text{пт}}(t) > 0 \\ \max(-P_{\text{пт}}(t) + \Delta P_{\text{факт}}(t); 0), & \text{если } P_{\text{пт}}(t) < 0 \end{cases}$$

- значение среднего дефицита мощности на интервале  $[t_0 + \text{задержка}; t_0 + 1 \text{ мин}]$  в моменты, когда  $P_{\text{пт}}(t) \neq 0$ ;
5. Определяются значения «мёртвой полосы» и задержки, для которых средний дефицит мощности является минимальным. Соответствующий им средний дефицит мощности является минимальным средним дефицитом мощности.
  6. Минимальный средний дефицит мощности сравнивается с уставкой. При превышении уставки фиксируется нарушение.

#### **Результаты решения**

Признак наличия нарушения по критерию «отсутствие адекватной/должной реакции»: 1 – есть нарушение, 0 – нет нарушения.



## 8. Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» для АЭС

Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» предназначен для выявления нарушений Требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» (зоны нечувствительности) первичного регулирования генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования АЭС при скачкообразных отклонениях частоты в пределах  $\pm 0,1 \div 0,2$  Гц от номинальной оценка проводится на интервалах времени с переходным режимом по частоте (качественная оценка). Применяется метод идентификации переходной функции.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования АЭС при отклонениях частоты на  $\pm 0,2$  Гц и более от номинальной оценка проводится как на интервалах времени с переходным режимом по частоте, так и на интервалах времени с квазиустановившимся режимом по частоте (количественная оценка). Применяются метод идентификации переходной функции и метод построения допустимых границ.

Критерий состоит из двух частей:

- когда частота не изменяется существенно (интервалы времени с «квазиустановившимся режимом по частоте») - применяется метод построения допустимых границ;
- когда частота изменяется существенно (скачкообразное отклонение частоты, интервалы времени с «переходным режимом по частоте») - применяется метод идентификации переходной функции.

Моменты времени считаются моментами квазиустановившегося режима по частоте, если частота на отрезке в  $\pm 15$  секунд не отличалась от среднего значения частоты на этом отрезке более чем на 10 мГц.

Скачкообразное отклонение частоты – это воздействие в виде ступенчатой функции.

### Используемая информация

- Массив значений измерений мощности [МВт] за время отклонения частоты –  $P = \{P_i, i = 1..n\}$ .
- Массив значений измерений частоты [Гц] за время отклонения частоты –  $f = \{f_i, i = 1..n\}$ .
- Верхнее ограничение мощности<sup>3</sup>,  $P_{\text{огр.макс}}$
- Нижнее ограничение мощности<sup>3</sup>,  $P_{\text{огр.мин}}$
- Уставка фильтра объединения интервалов
- Уставка фильтра исключения интервалов
- Признак работы на «мощностном» эффекте реактивности
- Величина «мертвой полосы»,  $f_{de}$
- Уставка определения квазиустановившегося режима,  $\varepsilon_2$
- Уставка оценки значения переходной функции,  $\varepsilon_3$
- Уставка ограничения анализа переходного режима,  $\varepsilon_4$

### Алгоритм решения

Блок-схема алгоритма представлена на рисунке 7.

<sup>3</sup>Если не задано, то алгоритм не учитывает верхнее/нижнее ограничение мощности  
Напечатано с сайта АО «СО ЕЭС» [www.so-ups.ru](http://www.so-ups.ru)

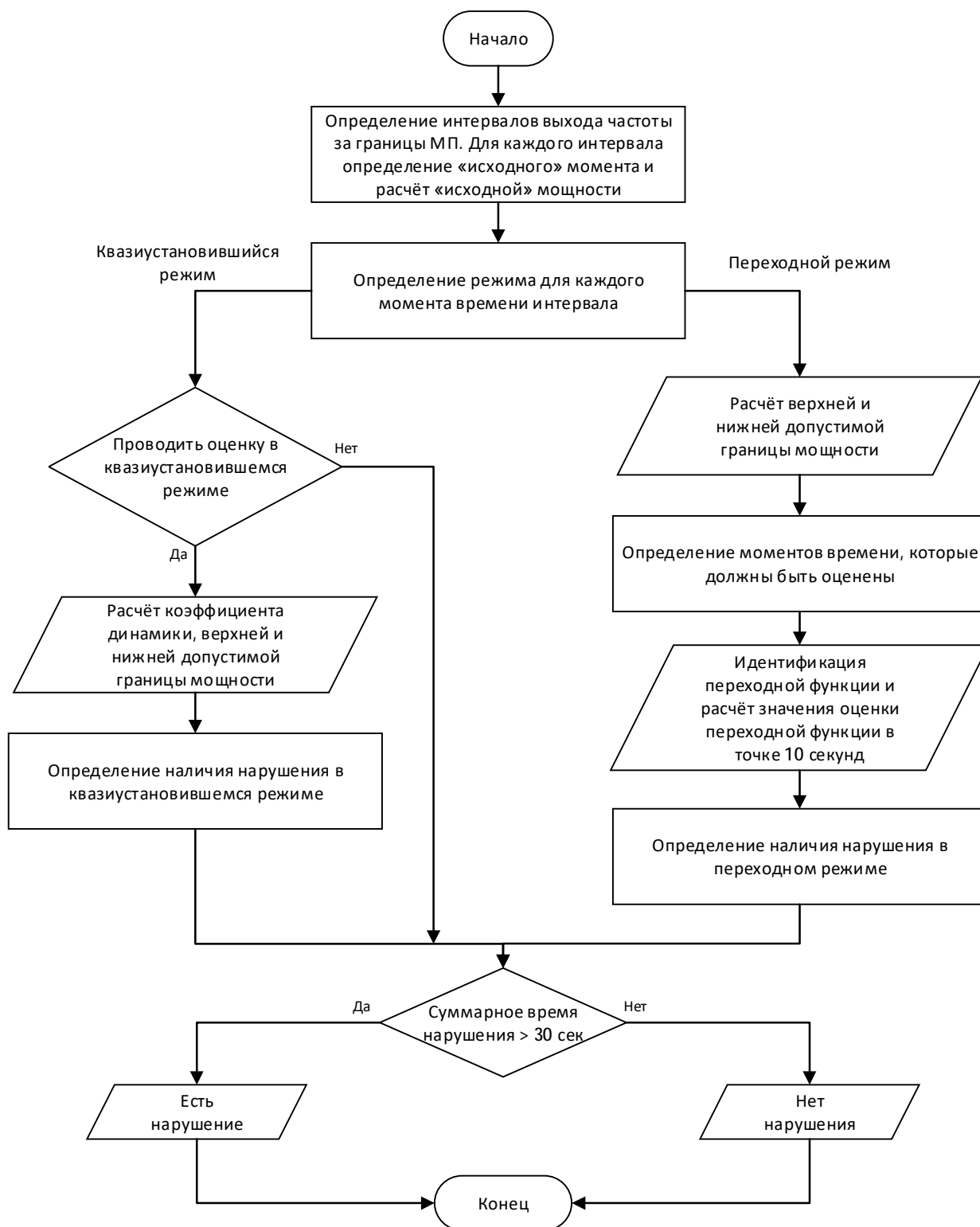


Рисунок 7. Блок-схема алгоритма «Отсутствие адекватной/должной реакции» АЭС

1. Определяются интервалы выхода частоты за «мертвую полосу»:

$r_{ini}$  – начало интервала (исходный момент), если  $|f_{r-1} - 50| \leq f_{de-d}$  и  $|f_r - 50| > f_{de-d}$

$r_{e-d}$  – конец интервала, если  $|f_r - 50| \leq f_{de-d}$  и  $|f_{r-1} - 50| > f_{de-d}$

2. Объединяются интервалы, у которых длительность интервала между концом и началом следующего меньше уставки фильтра объединения интервалов. Удаляем интервалы, длительность которых меньше уставки фильтра исключения интервалов.

3. По значениям частоты считаются средние на отрезке плюс-минус 15 секунд значения частоты  $f_{cp}$ , а также расчетное отклонение частоты  $\Delta_p$  в соответствии с рисунком 8:

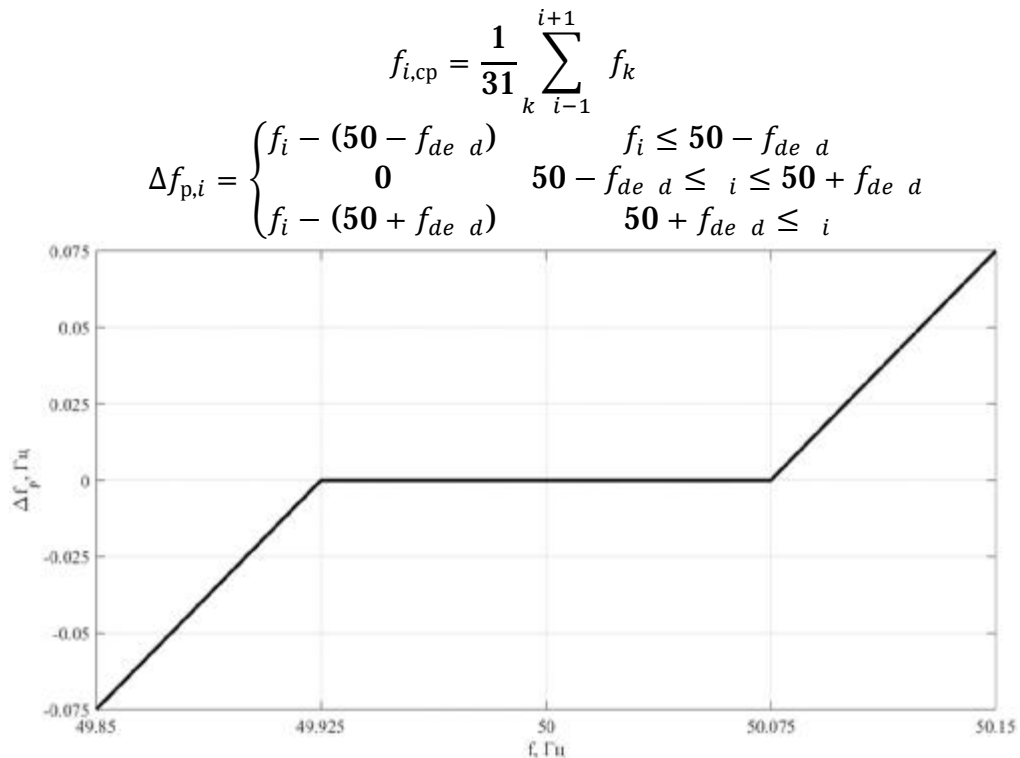


Рисунок 8. Расчетное отклонение частоты

Моменты времени, для которых  $|i_{\text{cp}} - 50| \leq f_{de}$ , далее не оцениваются.

Моменты времени, для которых  $|i_{\text{cp}} - 50| > f_{de}$ , оцениваются по-разному в зависимости от того, являются ли они моментами квазиустановившегося режима энергосистемы или нет.

Для каждого интервала выполняются следующие действия.

Определяется «исходная мощность» как среднее значение мощности на интервале в 15 секунд до исходного момента отклонения частоты:

$$P_{\text{исх}} = \frac{1}{15} \sum_{k=r-1}^{r-1} P_k$$

Моменты времени считаются моментами квазиустановившегося режима энергосистемы, если частота на отрезке в  $\pm 15$  секунд не отличалась от среднего значения частоты на этом отрезке более чем на  $\varepsilon_2$  МГц:

$$f_i - \text{квазиуст.}, \text{ если } \forall j \in [i - 15; i + 15]: |j - f_{i, \text{cp}}| \leq \varepsilon_2$$

$$f_i - \text{не квазиуст.}, \text{ если } \exists j \in [i - 15; i + 15]: |j - f_{i, \text{cp}}| > \varepsilon_2$$

Моменты времени с квазиустановившимся режимом оцениваются методом построения допустимой границы.

Моменты времени с не квазиустановившимся (переходным) режимом оцениваются методом идентификации переходной функции генерирующего оборудования.

### 8.1 Оценка в квазиустановившемся режиме

Для моментов времени с квазиустановившимся режимом по частоте строится допустимая граница для мощности: при отклонении частоты вниз – нижняя допустимая граница  $P_{\text{нг}}$ , при отклонении частоты вверх – верхняя допустимая граница  $P_{\text{вг}}$ :

$$\begin{cases} P_{\text{нг},i} = \min \left( P_{\text{исх}} + \min \left( \frac{-100 \Delta f_{p,i}}{S} \frac{K_{d,i} P_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}}; 0,02 P_{\text{ном}} \right); P_{\text{макс}}; P_{\text{огр.макс}} \right) - 0,01 P_{\text{ном}} \\ P_{\text{вг},i} = \max \left( P_{\text{исх}} + \max \left( \frac{-100 \Delta f_{p,i}}{S} \frac{K_{d,i} P_{\text{ном}}}{f_{\text{ном}}}; -0,08 P_{\text{ном}} \right); P_{\text{мин}}; P_{\text{огр.мин}} \right) + 0,01 P_{\text{ном}} \end{cases}$$

где:  $f_{\text{ном}}$  – номинальная частота – 50 [Гц];  
 $\Delta f_p$  – расчетное отклонение частоты [Гц];  
 $S$  – статизм [%];  
 $K_{д,i}$  – «коэффициент динамики».

Коэффициент динамики  $K_{д,i}$  для АЭС рассчитывается в соответствии с рисунком 9 следующим образом:

$$K_{д,i} = \begin{cases} (i - r) \frac{0,5}{t_{0,5\text{АЭС}}}, & r \leq i \leq r + t_{0,5\text{АЭС}} \\ 0,5 + (i - r - t_{0,5\text{АЭС}}) \frac{1 - 0,5}{t_{1\text{АЭС}} - t_{0,5\text{АЭС}}}, & r + t_{0,5\text{АЭС}} \leq i \leq r + t_{1\text{АЭС}} \\ 1, & r + t_{1\text{АЭС}} \leq i \end{cases}$$

где:  $t_{0,5\text{АЭС}}$  [сек] – 10,  $t_{1\text{АЭС}}$  [сек] – 120.

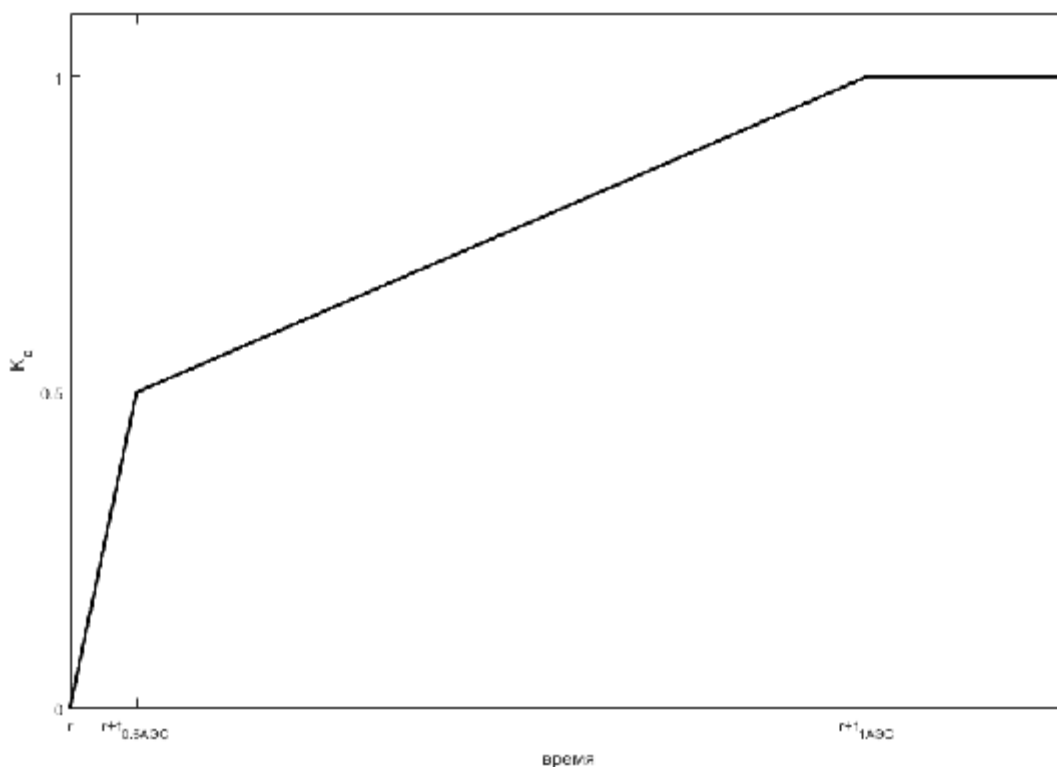


Рисунок 9. Коэффициент динамики для АЭС

Если для моментов с квазиустановившимся режимом по частоте есть значения мощности меньше нижней допустимой границы (при отклонении частоты вниз) и не уставлен признак работы на «мощностном» эффекте реактивности или больше верхней допустимой границы (при отклонении частоты вверх), то фиксируется нарушение.

## 8.2 Оценка в переходном режиме

Для моментов времени с переходным (не квазиустановившимся) режимом строится допустимая граница для мощности: при отклонении частоты вниз – нижняя допустимая граница  $P_{нг}$ , при отклонении частоты вверх – верхняя допустимая граница  $P_{вг}$ :

$$\begin{cases} P_{нг,i} = \min(P_{исх} + \varepsilon_4 P_{ном}; P_{макс}; P_{огр,макс}) - 0,01 P_{ном} \\ P_{вг,i} = \max(P_{исх} - \varepsilon_4 P_{ном}; P_{мин}; P_{огр,мин}) + 0,01 P_{ном} \end{cases}$$

Если для моментов времени значения мощности больше нижней допустимой границы (при отклонении частоты вниз) или больше верхней допустимой границы (при отклонении частоты вверх) или установлен признак работы на «мощностном» эффекте реактивности (при отклонении частоты вниз), то эти моменты времени не оцениваются.

Выполняется идентификация переходной функции генерирующего оборудования.  
Переход от  $f, P$  к относительным переменным одинаковой размерности  $X, Y$  [% $P_{\text{НОМ}}$ ]:

$$X_i = \frac{-100 \Delta f_{p,i}}{S f_{\text{НОМ}}} \cdot 100, \quad Y_i = \frac{P_i}{P_{\text{НОМ}}} \cdot 100$$

Фильтрация шума с помощью фильтра скользящего среднего:

$$\tilde{X}_i = \frac{1}{5} \sum_k^{i+2} X_k, \quad \tilde{Y}_i = \frac{1}{5} \sum_k^{i+2} Y_k$$

Для оценки в момент  $i$  для идентификации переходной функции используются данные  $x, y$  отрезка длиной 46 секунд:

$$\begin{aligned} x &\equiv \{x_t, t = 1..31\} \equiv \{\tilde{X}_j, j \in [i-10; i+20]\} \\ y &\equiv \{y_t, t = 1..31\} \equiv \{\tilde{Y}_j, j \in [i-10; i+20]\} \end{aligned}$$

Вычисление приращений  $\Delta x, \Delta y$ :

$$\Delta x_t = \begin{cases} 0 & t = 1 \\ x_t - x_{t-1} & t = 2..31 \end{cases}, \quad \Delta y_t = \begin{cases} 0 & t = 1 \\ y_t - y_{t-1} & t = 2..31 \end{cases}$$

Для идентификации переходной функции решается система линейных алгебраических уравнений.

Определяется переходная функция системы на отрезке от 0 до 10 секунд в виде массива её значений в 0,1,...,10 секунд:

$$\begin{aligned} h &= \{h_i, i = 0..10\} \\ \Delta h &= \{\Delta h_i, i = 1..10\}, \quad \Delta h_i = h_i - h_{i-1} \end{aligned}$$

Тогда, в соответствии с принципом суперпозиции, изменение выхода системы (отклик системы)  $\Delta y(t)$  в зависимости от изменения входного воздействия  $\Delta x(t)$  будет описываться следующим образом:

$$\Delta y_t = \sum_{k=1}^1 (\Delta x_{t-k} \cdot \Delta h_k) + e_t$$

где  $e_t$  – некоторая ошибка.

Для решения задачи идентификации решается задача минимизации среднеквадратичного значения невязки, эквивалентная задаче минимизации суммы квадратов невязок:

$$\min_{\Delta h} F(\Delta h) = \min_{\Delta h} \left( \sum_{t=t_1}^{t_2} e_t^2 \right) = \min_{\Delta h} \left( \sum_{t=t_1}^{t_2} (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-1} \Delta h_1 - \Delta y_t)^2 \right)$$

Необходимым условием точки минимума является равенство нулю частных производных:

$$\begin{cases} \frac{\partial F}{\partial \Delta h_1} = \sum_{t=t_1}^{t_2} 2 \Delta x_{t-1} \cdot (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-1} \Delta h_1 - \Delta y_t) = 0 \\ \dots \\ \frac{\partial F}{\partial \Delta h_1} = \sum_{t=t_1}^{t_2} 2 \Delta x_{t-1} \cdot (\Delta x_{t-1} \Delta h_1 + \dots + \Delta x_{t-1} \Delta h_1 - \Delta y_t) = 0 \end{cases}$$

Эта система эквивалентна системе линейных алгебраических уравнений:

$$\begin{vmatrix} \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-1} & \dots & \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-1} \\ \dots & \dots & \dots \\ \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-1} & \dots & \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta x_{t-1} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \Delta h_1 \\ \dots \\ \Delta h_1 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta y_t \\ \dots \\ \sum_{t=t_1}^{t_2} \Delta x_{t-1} \Delta y_t \end{vmatrix}$$

которую можно записать в матричном виде:

$$A \cdot \Delta h = B,$$

где  $a_i = \sum_{t=1}^3 \Delta x_{t i} \Delta x_{t j}$ ,  $b_i = \sum_{t=1}^3 \Delta x_{t i} \Delta y_t$ ,  $i = 1..10, j = 1..10$

решением которой являются приращения переходной функции  $\Delta h \equiv \{\Delta h_i, i = 1..10\}$  на отрезке от 1 до 10 секунд.

Вычисление оценки переходной функции  $h$  на отрезке от 0 до 10 секунд:

$$h_i = \begin{cases} h_0 = 0 \\ h_i = h_{i-1} + \Delta h_i, & i = 1..10 \end{cases}$$

Если для моментов с переходным режимом значение оценки переходной функции в точке 10 секунд  $h_1 \equiv h(10\text{сек})$  меньше  $\varepsilon_3$ , то фиксируется нарушение.

### Результаты решения

Признак наличия нарушения по критерию «отсутствие адекватной/должной реакции»: 1 – есть нарушение, 0 – нет нарушения.

## 9. Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» для СЭС и ВЭС

Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции» предназначен для выявления нарушений Требований к выдаче первичной мощности при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования генерирующего оборудования СЭС и ВЭС при участии в ОПРЧ.

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования СЭС, ВЭС при скачкообразном повышении частоты в пределах 0,1÷0,2 Гц от номинальной оценка проводится на интервалах времени с переходным режимом по частоте (качественная оценка).

При анализе и оценке адекватной /должной реакции генерирующего оборудования СЭС, ВЭС при повышении частоты на 0,2 Гц и более от номинальной оценка проводится как на интервалах времени с переходным режимом по частоте, так и на интервалах времени с квазиустановившимся режимом по частоте (количественная оценка).

Основой работы критерия является понятие дефицита мощности. Дефицит мощности – это величина, на которую отклонение мощности СЭС, ВЭС (в абсолютном значении) меньше требуемой первичной мощности. Если отклонение мощности СЭС, ВЭС (в абсолютном значении) больше или равно требуемой первичной мощности, дефицит мощности считается равным нулю. Для оценки используется средний дефицит мощности.

В критерии определяется минимальный (для разных значений задержки/«мертвой полосы») средний дефицит мощности.

Нарушение может быть зафиксировано только в случае, если при любой комбинации задержки/«мертвой полосы» минимальный средний дефицит мощности больше уставки.

### Используемая информация

- Значение номинальной частоты [Гц] –  $f_{\text{НОМ}} = 50$
- Значение величины «мертвой полосы» [Гц] –  $f_{\text{де д}} = 0,1$
- Значение величины нижней границы мощности [МВт] –  $P_{\text{огр.мин}}$
- Максимальное допустимое значение статизма первичного регулирования [%] –  $S = 5$
- Массив значений измерений мощности [МВт] –  $P = \{P_i, i = 1..n\}$
- Массив значений измерений частоты [Гц] –  $f = \{f_i, i = 1..n\}$
- Массив значений расчётного отклонения частоты [Гц] –  $\Delta f_p$

$$\Delta f_p = \begin{cases} f - (f_{\text{НОМ}} + f_{\text{мп}}), & f > (f_{\text{НОМ}} + f_{\text{де д}}) \\ 0 & \text{иначе} \end{cases}$$

- Массив значений требуемой первичной мощности [% $P_{\text{НОМ}}$ ] –  $P_{\text{тп}}$

$$P_{\text{тп}} = - \frac{100 \cdot \Delta f_p}{S \cdot f_{\text{НОМ}}} \cdot 100$$

- Массив допустимых значений задержки [сек] –  $T_3 = \{t \in N: 0 \leq t \leq 5\}$
- Уставка минимальной необходимой длительности интервала выхода частоты за мертвую полосу для оценки, [сек] –  $T_{\text{мин.необ}}$ .
- Уставка среднего дефицита мощности [% $P_{\text{НОМ}}$  ( $P_{\text{исх}}$ )] –  $P_{\text{макс.доп.деф}}$
- Уставка суммарной длительности выхода значений мощности за допустимую границу [сек] –  $T_{\text{макс.доп}}$ .

### Алгоритм решения

Определяются интервалы выхода частоты за мёртвую полосу – находятся момент начала  $t_{0,i}$  и длительность  $t_{д,i}$  интервалов

Интервалы с отклонением частоты вниз или длительность  $t_{д,i}$  которых меньше  $T_{мин.необ.}$  не оцениваются

Далее, для каждого интервала выполняются следующие действия.

Определяется значение исходной и номинальной мощности, как значение фактической мощности в момент начала интервала выхода частоты за мёртвую полосу:

$$P_{исх} = P_{ном} = P(t_0)$$

Массив значений измерений требуемой первичной мощности пересчитываем из [% $P_{ном}$ ] в [МВт] с учётом величины нижней границы мощности:

$$P_{тп} = \max\left(\frac{P_{тп} \cdot 100}{P_{ном}}, P_{огр.мин} - P_{исх}\right)$$

Рассчитываем массив значений отклонения фактической мощности от исходной мощности:

$$\Delta P_{факт}(t) = \begin{cases} P(t) - P_{исх}, & t_0 \leq t \leq t_0 + t_{д} \\ 0, & t < t_0 \cup t > t_0 + t_{д} \end{cases}$$

Для каждого значения  $T_{з,i}$  рассчитываем массив значений дефицита мощности:

$$P_{деф,i}(t) = \begin{cases} \max(P_{тп}(t) + \Delta P_{факт}(t); 0), & t_0 + T_{з,i} \leq t \leq t_0 + T_{з,i} + 5 \\ 0, & t < t_0 + T_{з,i} \cup t > t_0 + T_{з,i} + 5 \end{cases}$$

Определяются моменты времени  $T_i$  на интервале  $[t_0 + T_{з,i}; t_0 + T_{з,i} + 5 \text{сек}]$ , когда  $P_{деф,i}(t) \neq 0$

Рассчитывается значение среднего дефицита мощности на интервале:

$$P_{ср,деф,i} = \frac{\sum_j P_{деф,i}(T_{i,j})}{n}$$

Определяется минимальный средний дефицит мощности:

$$P_{мин.ср,деф} = \min_i(P_{ср,деф,i})$$

Рассчитывается верхняя допустимая граница мощности [МВт] на интервале  $[t_0; t_0 + t_{д}]$ :

$$P_{дг}(t) = \begin{cases} P_{исх} + P_{тп}(t), & t = t_0 \\ \min(P_{дг}(t-1), P_{исх} + P_{тп}(t)), & t_0 < t \leq t_0 + t_{д} \end{cases}$$

Определяются моменты времени, когда фактическая мощность превышала верхнюю допустимую границу мощности при повышении частоты на интервале  $[t_0 + 10; t_0 + t_{д}]$ :

$$T_{н}: \begin{cases} f'(t) > 0 \\ P(t) > P_{дг}(t), & t_0 + 10 \leq t \leq t_0 + t_{д} \end{cases}$$

Минимальный средний дефицит мощности и количество моментов превышения верхней допустимой границы мощности сравниваются со значением уставок  $P_{макс.доп.деф}$  и  $T_{макс.доп.}$ . При превышении уставки фиксируется нарушение на интервале.

## Результаты решения алгоритма

Признак наличия нарушения по критерию «отсутствие адекватной/должной реакции»: 1 – есть нарушение, 0 – нет нарушения.

### Карта граничных мер и параметров алгоритмов критериев контроля участия генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты

Параметры и меры	Значение
<b>Критерий «Непредоставление информации»</b>	
<b>По данным ОИК</b>	
минимальное допустимое значение частоты, Гц	47



максимальное допустимое значение частоты, Гц	53
максимальное допустимое отклонение частоты от эталонной частоты, Гц	0,015
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по частоте	11
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по мощности	11
минимальное допустимое значение мощности, МВт	0
максимальное допустимое значение мощности, МВт	1,5 Рном
Минимальное допустимое суммарное время непредоставления информации, сек	11
<b>По данным мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, предоставленным собственником генерирующего оборудования</b>	
минимальное допустимое значение частоты, Гц	47
максимальное допустимое значение частоты, Гц	53
максимальное допустимое отклонение частоты от эталонной частоты, Гц	-
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по частоте	2
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по мощности	2
минимальное допустимое значение мощности, МВт	0
максимальное допустимое значение мощности, МВт	1,5 Рном
Минимальное допустимое суммарное время непредоставления информации, сек	2
<b>Критерий «Наличие колебательного процесса»</b>	
<b>ТЭС, АЭС, СЭС, ГПА, ДГУ</b>	
ширина окна, сек	121
шаг сдвига окна, сек	10
границная мера - граничное значение функции автокорреляции сигнала фактической мощности в точке первого локального максимума, следующего за первым локальным минимумом	0,6
граничное значение автокорреляционной функции частоты	0,5
учитывать число периодов колебаний	да
граничное число периодов колебаний	5
<b>ГЭС, ГАЭС</b>	
максимальная допустимая амплитуда колебаний, % Рмакс	1
границная мера - максимально допустимая величина колебательного процесса	1,55
<b>Критерий «Отсутствие адекватной/должной реакции»</b>	
<b>ТЭС</b>	
Величина «мертвой полосы», $f_{de}$ , Гц	0,075 0,150
Величина максимального допустимого значения статизма $S$ , %	6
границная мера – определение квазиустановившегося режима по частоте $\varepsilon_2$	0,01

Признак необходимости проводить оценку в квазиустановившемся режиме	1 0
<b>параметры для расчёта коэффициента динамики</b>	
газозащитные энергоблоки: $t_{0,5ТЭС}$ , сек $t_{1ТЭС}$ , сек	15 300
пылеугольные энергоблоки: $t_{0,5ТЭС}$ , сек $t_{1ТЭС}$ , сек	15 360
ТЭС с общим паропроводом: $t_{0,5ТЭС}$ , сек $t_{1ТЭС}$ , сек	15 420
парогазовые установки: $t_{0,2 пгу}$ , сек $t_{0,5пгу}$ , сек $t_{1пгу}$ , сек	15 30 120
граничная мера - оценка значения переходной функции $\varepsilon_3$	0,3
граничная мера - уставка ограничения анализа переходного режима $\varepsilon_4$ (на загрузку и разгрузку)	10 -10
<b>ГЭС, ГАЭС</b>	
Величина «мертвой полосы», $f_{de d}$ , Гц	0,075
Величина максимального допустимого значения статизма $S$ , %	6
оцениваемый интервал времени после выхода частоты за пределы «мертвой полосы», сек	60
граничная мера – минимальная допустимая величина среднего дефицита мощности, %Рном	1
<b>ГПА, ДГУ</b>	
Величина «мертвой полосы», $f_{de d}$ , Гц	0,1
Величина максимального допустимого значения статизма $S$ , %	5
оцениваемый интервал времени после выхода частоты за пределы «мертвой полосы», сек	60
граничная мера – минимальная допустимая величина среднего дефицита мощности, %Рном	1
<b>АЭС</b>	
Величина «мертвой полосы», $f_{de d}$ , Гц	0,075
Величина максимального допустимого значения статизма $S$ , %	6
Нижняя граница мощности $P_{огр.мин}$ , МВт	Задается заявленная величина на момент небаланса
Верхняя граница мощности $P_{огр.макс}$ , МВт	Задается заявленная величина на момент небаланса
граничная мера – определение квазиустановившегося режима по частоте $\varepsilon_2$	0,01
граничная мера - уставка оценки значения переходной функции $\varepsilon_3$	0,3
граничная мера - уставка ограничения анализа переходного режима $\varepsilon_4$ (на загрузку и разгрузку)	2 -8

Признак необходимости проводить оценку в квазиустановившемся режиме	1 0
Признак работы на «мощностном» эффекте реактивности	1 0
<b>параметры для расчёта коэффициента динамики</b>	
$t_{0,5АЭС}$ , сек	10
$t_{1АЭС}$ , сек	120
границная мера - оценка значения переходной функции $\varepsilon_3$	0,3
<b>СЭС и ВЭС</b>	
Величина «мертвой полосы» $f_{de} d$ , Гц	0,1
Нижняя граница мощности $P_{огр.мин}$ , МВт	
Величина максимального допустимого значения статизма $S$ , %	5
Уставка минимальной необходимой длительности интервала выхода частоты за «мертвую полосу» для оценки $T_{мин.необ.}$ , сек	20
Уставка среднего дефицита мощности $P_{макс.доп.деф}$ , % $P_{ном} (P_{исх})$	1
Уставка суммарной длительности выхода значений мощности за допустимую границу $T_{макс.доп.}$ , сек	30

Приложение 5

к Техническим требованиям  
к генерирующему оборудованию  
участников оптового рынка

Нормативы продолжительности пуска генерирующего оборудования тепловых электростанций

Добавить нормативы

Тип и мощность энергоблока ПГУ	Тип основного оборудования энергоблока (справочно). Тип и мощность работающей в открытом цикле ГТУ	Продолжительность простоя, час	Исходное тепловое состояние	Продолжительность этапов пуска, час-мин				
				Предпусковые работы до пуска ГТУ	Пуск ГТУ с набором номинальной мощности ГТУ / в т.ч. набор оборотов ГТУ до включения ГТУ в сеть	Суммарное время от получения команды на пуск до набора номинальной мощности ГТУ / в т.ч. до включения ГТУ в сеть	Нагружение ПГУ до номинальной мощности	Суммарное время от получения команды на пуск до набора энергоблоком номинальной мощности
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПГУ-39 с открытой компоновкой	ГТУ (GT-10С) КУ (П-103) ПГУ (Т-103)	< 4	гор.	01-20	00-50 / 00-15	02-10 / 01-35	00-30	02-40
		≥ 4, < 12	неост.	01-40	01-10 / 00-15	02-50 / 01-55	00-35	03-25

		$\geq 12$	хол.	02-50	01-10 / 00-15	04-00 / 03-05	01-35	05-35
ПГУ-80 с открытой компоновкой оборудования	Две ГТУ (SGT-700) Два КУ (ПК-58) ПТУ (SST-600)	$< 12$	гор.	01-20	01-19 / 00-15	02-39 / 01-35	00-43	03-22
		$\geq 12, < 36$	неост.	01-40	01-44 / 00-15	03-24 / 01-55	01-00	04-24
		$\geq 36$	хол.	03-10	01-57 / 00-15	05-07 / 03-25	01-22	06-29

- Примечания:
1. Нормативы действуют только при пусках генерирующего оборудования из состояния «Резерв».
  2. Нормативные величины продолжительности этапов пусковых операций от разворота ГТУ до набора номинальной мощности ПГУ (ГТУ, работающей в открытом цикле) определены требованиями заводов-производителей и результатами пуска оборудования из различных тепловых состояний.
  3. Продолжительность предпусковых работ после нахождения энергоблока ПГУ в холодном резерве продолжительностью более 30 суток и необходимости в связи с этим дренирования водяных контуров котла-утилизатора увеличивается на 1,5 часа - время заполнения их водой перед пуском.
  4. При пусках энергоблоков ПГУ после длительного простоя, во время которого проводилась обработка котла-утилизатора октадециламином (ОДА), продолжительность предпусковых операций увеличивается на 1 час.
  5. Продолжительность ускоренного нагружения ПТУ при пуске второго полублока учитывает ее прогретое состояние после пуска первого полублока, а также отсутствие необходимости отдельного подэтапа, связанного с пуском КУ-2, выполняемым одновременно с нагружением ПТУ.
  6. При пуске второго полублока до завершения нагружения ПТУ до 50% номинальной мощности в рамках выполнения команды на пуск первого полублока, время нагружения ПТУ увеличивается до времени нагружения ПТУ при пуске первого полублока.
  7. Продолжительность отдельных этапов пуска оборудования ПГУ и ГТУ на аварийном (дизельном, газотурбинном) топливе определяется приведенными выше данными по продолжительности аналогичных этапов пуска на основном топливе (газе).
  8. Время вентиляции газового тракта ПГУ-400 учтено в продолжительности предпусковых работ.