

Порядок определения объемов оказанных услуг по НПРЧ

1. Общие положения

- 1.1. Настоящий Порядок определения объемов оказанных услуг по НПРЧ (далее – Порядок) является неотъемлемой частью Договора и устанавливает правила определения Сторонами фактического объема оказанных услуг по НПРЧ.
- 1.2. Термины и понятия используются в настоящем Порядке в значениях, определенных Договором, включая приложения к нему, Стандартом, а также законодательством об электроэнергетике.
- 1.3. Фактический объем оказанных услуг по НПРЧ ($V_{\text{факт}}$) определяется по результатам контроля Заказчиком оказания услуг по НПРЧ Исполнителем за каждый календарный месяц отдельно по каждому энергоблоку (гидроагрегату) по формуле:

$$V_{\text{факт}} = h_{\text{факт}} \times P'_{\text{п}}, \text{ где:}$$

$V_{\text{факт}}$, час×МВт – фактический объем оказанных услуг по НПРЧ;

$P'_{\text{п}}$, МВт – диапазон первичного регулирования энергоблока (гидроагрегата), предоставленный в соответствии с условиями п. 3.2.4 настоящего Порядка. Величина диапазона первичного регулирования энергоблока соответствует величине, указанной в приложении № 1 к Договору. В качестве величины диапазона первичного регулирования для ПГУ при работе в режиме полублока принимается величина диапазона первичного регулирования полублока, при работе полным составом оборудования – величина диапазона первичного регулирования полного состава оборудования;

$h_{\text{факт}}$, час – фактическое количество часов оказания услуг.

- 1.4. Контроль оказания услуг включает в себя:
 - контроль возможности участия генерирующего оборудования в НПРЧ;
 - контроль готовности генерирующего оборудования к участию в НПРЧ;
 - контроль фактического участия генерирующего оборудования в НПРЧ.

- 1.5. Контроль оказания услуг осуществляется с использованием средств автоматизации на основании математически описанных Критериев контроля участия генерирующего оборудования в НПРЧ, приведенных в Приложении 2 к настоящему Порядку.
- 1.6. Фактическое количество часов оказания услуг определяется для каждого полного и неполного календарного месяца в течение периода оказания услуг отдельно по каждому энергоблоку (гидроагрегату), с использованием которого оказываются услуги. Для каждого часа в течение рассматриваемого месяца по результатам контроля оказания услуг согласно п. 2 – 4 настоящего Порядка формируется признак оказания услуг (1 – услуги оказаны надлежащим образом, 0 – услуги не оказаны).
- 2. Контроль возможности участия генерирующего оборудования в НПРЧ**
- 2.1. Контроль возможности участия генерирующего оборудования в НПРЧ осуществляется в отношении каждых суток месяца.
- 2.2. В течение периода оказания услуг контролируется возможность участия генерирующего оборудования, указанного в Приложении № 1 к Договору, в НПРЧ.
- 2.3. Под возможностью участия генерирующего оборудования в НПРЧ понимается наличие действующего Сертификата, подтверждающего соответствие генерирующего оборудования требованиям Стандарта (п. 6.1.4.2 Договора).
- 2.4. Информация об изменении статуса Сертификата, в том числе об истечении срока действия Сертификата, приостановлении, прекращении действия Сертификата и других аналогичных обстоятельствах предоставляется Заказчику Исполнителем в порядке, установленном п. 6.1.5 Договора. Указанная информация также может быть получена Заказчиком от органа по добровольной сертификации в соответствии с Правилами функционирования системы добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС».
- 2.5. В случае если в течение периода оказания услуг произошло окончание срока действия Сертификата, и до окончания срока действия Сертификата Исполнитель не представил Заказчику подтверждение получения Сертификата на новый срок и (или) выписку из протокола сертификационных испытаний с указанием параметров генерирующего оборудования (номинальной мощности, регулировочного диапазона), услуги по НПРЧ считаются неоказанными, начиная с первого часа суток, следующих за сутками (датой) окончания срока действия Сертификата.

- 2.6. В случае если в течение периода оказания услуг действие Сертификата приостановлено или прекращено, услуги по НПРЧ считаются неоказанными начиная с первого часа суток, в течение которых был зафиксирован факт приостановления или прекращения действия Сертификата.
- 2.7. Для целей определения фактического объема оказанных услуг соответствие или несоответствие требованию, установленному п. 2.3 настоящего Порядка, определяется для целых суток.
- 2.8. При несоответствии Исполнителя требованию, указанному в п. 2.3 настоящего Порядка, услуги по НПРЧ считаются неоказанными.

3. Контроль готовности генерирующего оборудования к участию в НПРЧ

- 3.1. Контроль готовности генерирующего оборудования к участию в НПРЧ осуществляется в отношении каждого часа.
- 3.2. Готовым к участию в НПРЧ считается генерирующее оборудование, имеющее возможность участвовать в регулировании частоты, и соответствующее следующим требованиям:
 - 3.2.1. Генерирующее оборудование должно иметь эксплуатационное состояние «включен в работу» (п. 5.5 Договора).
 - 3.2.1.1. Состояние «включен в работу» фиксируется в момент синхронизации энергоблока (гидроагрегата) с сетью.
 - 3.2.1.2. Состояние «включен в работу» устанавливается Заказчиком на основании информации об оказании услуг по НПРЧ, передаваемой в соответствии с Приложением 1 к настоящему Порядку, а также в случаях, установленных Договором и настоящим Порядком, на основании информации, полученной с помощью используемых Заказчиком средств диспетчерско-технологического управления, включая оперативно-информационный комплекс (далее – ОИК).
 - 3.2.1.3. Требование, указанное в п. 3.2.1 настоящего Порядка, должно выполняться в течение целого часа. При несоответствии генерирующего оборудования требованию, указанному в п. 3.2.1 настоящего Порядка, услуги по НПРЧ считаются неоказанными.
 - 3.2.2. Оборудование регулирования частоты должно находиться в работе (п. 5.5 Договора).
 - 3.2.2.1. Оборудование регулирования частоты считается находящимся в работе в случае:
 - отсутствия заявок Исполнителя на вывод оборудования из работы, в ремонт или иное изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования, не позволяющего

- использовать указанное оборудование для целей оказания услуг по НПРЧ;
- подтверждения рабочего состояния оборудования регулирования частоты на основании информации об оказании услуг по НПРЧ, передаваемой в соответствии с Приложением 1 к настоящему Порядку.
- 3.2.2.2. Рабочее состояние оборудования регулирования частоты устанавливается Заказчиком на основании данных заявок Исполнителя, а при их отсутствии – на основании информации об оказании услуг по НПРЧ, передаваемой в соответствии с Приложением 1 к настоящему Порядку.
- 3.2.2.3. Требование, указанное в п. 3.2.2 настоящего Порядка, должно выполняться в течение целого часа. При несоответствии генерирующего оборудования требованию, указанному в п. 3.2.2 настоящего Порядка, услуги по НПРЧ считаются неоказанными.
- 3.2.3. Информация об оказании услуг должна быть предоставлена Исполнителем своевременно, в полном объеме и являться достоверной в отношении всего рассматриваемого часа.
- 3.2.3.1. Требования к предоставлению информации об оказании услуг по НПРЧ приведены в Приложении 1 к настоящему Порядку и в соответствующем Стандарте.
- 3.2.3.2. Непредоставление информации, в том числе предоставление недостоверной информации, выявляется с использованием Критериев контроля участия генерирующего оборудования в НПРЧ (Приложение №2 к настоящему порядку). Для контроля предоставления информации используются критерии №1, 4.
- 3.2.3.3. В случае выявления непредоставления информации или предоставления недостоверной информации в соответствии с п. 3.2.3.2 настоящего Порядка, услуги по НПРЧ в отношении рассматриваемого часа считаются неоказанными.
- 3.2.4. Диапазон первичного регулирования, обусловленный размещением резерва первичного регулирования на энергоблоке (гидроагрегате), должен быть предоставлен в полном объеме (п. 3.1 Договора).
- 3.2.4.1. Заказчик осуществляет размещение резервов первичного регулирования на загрузку и разгрузку (диапазон первичного регулирования) в пределах диапазона автоматического регулирования, регулировочного диапазона, указанных в Приложении № 1 к Договору.
- 3.2.4.2. Для каждого часа выявляются периоды времени, когда требуемый диапазон первичного регулирования не был предоставлен. Из таких периодов времени исключаются периоды времени, соответствующие реакции энергоблока (гидроагрегата) на выход частоты за пределы

мертвой полосы первичного регулирования и периоды времени, в течение которых непредоставление диапазона первичного регулирования было обусловлено выполнением команд Заказчика.

- 3.2.4.3. Непредоставление требуемого диапазона первичного регулирования выявляется Заказчиком с использованием Критериев контроля участия генерирующего оборудования в НПРЧ (Приложение №2 к настоящему порядку), а также сведений о заданиях вторичной мощности и диспетчерских командах на изменение мощности энергоблока (гидроагрегата). Для контроля предоставления диапазона первичного регулирования используется критерий №3.
- 3.2.4.4. Непредоставлением диапазона первичного регулирования считается выявление такого нарушения в соответствии с п. 3.2.4.3 за исключением случаев, указанных в п. 3.2.4.2 настоящего Порядка.
- 3.2.4.5. В те часы, для которых диапазон первичного регулирования был предусмотрен (размещен) Заказчиком, но не предоставлен Исполнителем, услуги считаются неоказанными.
- 3.2.4.6. В случае одновременного размещения на энергоблоке резервов НПРЧ и автоматического вторичного регулирования частоты и мощности и выявления факта непредоставления диапазона регулирования, непредоставленным считается, в первую очередь, диапазон вторичного регулирования.

4. Контроль фактического участия генерирующего оборудования (энергоблока) в НПРЧ

- 4.1. Для контроля фактического участия энергоблока (гидроагрегата) в регулировании частоты анализируется реакция энергоблока (гидроагрегата) на каждое отклонение частоты от ближайшего края заданной мертвой полосы первичного регулирования.

Услуги в отношении часа считаются неоказанными, если в течение часа было выявлено нарушение участия энергоблока (гидроагрегата) в НПРЧ в соответствии с Критериями контроля участия генерирующего оборудования в нормированном первичном регулировании частоты, приведенными в приложении №2 к настоящему Порядку. Для контроля фактического участия энергоблока в НПРЧ используются критерии №5, 7, 8, 9. Критерий 7 в части «несоответствия величины статизма первичного регулирования требуемой» применяется в информационных целях и не влияет на результаты определения объемов оказанных услуг.

5. Заключительные положения

- 5.1. Требования к оказанию услуг по НПРЧ в отношении рассматриваемого часа считаются выполненными (с присвоением признака «1» – услуги

оказаны надлежащим образом) для соответствующего энергоблока (гидроагрегата), если:

- 5.1.1. имеется действующий в сутки, к которым относится рассматриваемый час, Сертификат, подтверждающий соответствие генерирующего оборудования требованиям Стандарта;
- 5.1.2. энергоблок (гидроагрегат) имеет состояние «включен в работу» в течение всего рассматриваемого часа;
- 5.1.3. оборудование регулирования частоты находится в работе;
- 5.1.4. в отношении энергоблока (гидроагрегата) не выявлено нарушений предоставления информации об оказании услуг;
- 5.1.5. в отношении энергоблока (гидроагрегата) не выявлено нарушений предоставления запланированного (заданного) Заказчиком диапазона первичного регулирования;
- 5.1.6. в отношении энергоблока (гидроагрегата) не выявлено нарушений фактического участия в регулировании.
- 5.2. Заказчик определяет фактический объем оказанных услуг за календарный месяц в отношении каждого энергоблока (гидроагрегата) в соответствии с настоящим Порядком, формирует по результатам такого определения акт о фактическом объеме оказанных услуг (по форме Приложения № 5 к Договору) и направляет его Исполнителю не позднее 5 (пяти) рабочих дней после окончания расчетного периода (пп. 6.2.2, 8.6 Договора).
- 5.3. Если информация, влияющая на определение количества часов оказания услуг за расчетный период, в том числе об изменении статуса Сертификата, поступила позднее направления Заказчиком акта о фактическом объеме оказанных услуг, Заказчик:
 - при получении указанной информации до подписания им акта об оказании услуг – вносит соответствующие изменения в поступивший от Исполнителя акт об оказании услуг и направляет его Исполнителю с мотивированным обоснованием внесенных изменений;
 - при получении указанной информации после подписания им акта об оказании услуг – направляет Исполнителю откорректированный акт о фактическом объеме оказанных услуг, а также акт об оказании услуг за соответствующий месяц с корректировкой объема оказанных услуг.

Исполнитель обязан рассмотреть указанные документы и не позднее 5 (пяти) рабочих дней с момента их получения передать Заказчику подписанный акт об оказании услуг или мотивированные возражения об отказе в подписании акта. В случае если в указанный срок подписанный акт об оказании услуг или мотивированные возражения

не будут переданы Заказчику, акт об оказании услуг считается принятым Исполнителем и достаточным для возникновения на стороне Заказчика задолженности (в случае изменения объема в сторону увеличения) или переплаты (в случае изменения объема в сторону уменьшения).

- 5.4. Предоставление Заказчиком по запросу Исполнителя информации о причинах присвоения часу признака неоказания услуг чаще, чем один раз в месяц, осуществляется Заказчиком по мере обеспечения технической возможности предоставления такой информации.

Заказчик:

Исполнитель:

_____/

М.П.

_____/

М.П.

**Требования к предоставлению информации об
оказании услуг по НПРЧ**

1. Предоставление информации об оказании услуг по НПРЧ производится с использованием ПТК «Монитор» в соответствии с требованиями, установленными Приложением № 2 к Договору. В случае отсутствия ПТК «Монитор» Исполнитель должен обеспечить передачу информации об оказании услуг с энергоблока (гидроагрегата), используемого для оказания услуг, в соответствии с настоящими требованиями. При этом источниками информации об оказании услуг должны являться данные систем автоматического управления мощности энергоблока (гидроагрегата).
2. Информация об оказании услуг по НПРЧ за каждый час оказания услуг должна передаваться посредством предоставления ее на выделенный для передачи информации ftp-сервер Исполнителя не позднее 12:00 (время местное) вторых суток, следующих за сутками, в течение которых фактически оказывались услуги.
3. В случае частичного либо полного отсутствия данных об оказании услуг по НПРЧ на выделенном для передачи информации ftp-сервере Исполнителя на момент 12:00 (время местное) суток, следующих за сутками, в течение которых фактически оказывались услуги, Заказчик уведомляет об этом Исполнителя.
4. После получения уведомления Исполнитель должен предоставить данные об оказании услуг на выделенный для передачи информации ftp-сервер и уведомить об этом Заказчика до истечения более позднего из следующих сроков: не позднее 12:00 (время местное) вторых суток, следующих за сутками оказания услуг, либо в течение суток с момента уведомления.
5. Указанные уведомления направляются Заказчиком в адрес Исполнителя и Исполнителем в адрес Заказчика по электронной почте или факсу и не требуют последующего подтверждения путем направления почтой или специальным курьером.

Требования к формату информации

1. Информация об оказании услуг по НПРЧ должна предоставляться с дискретностью 1 секунда.
2. Данные об оказании услуг по НПРЧ должны быть синхронизированы со временем UTC, а точность их измерения должна соответствовать Стандарту.
3. Информация должна быть представлена в виде текстовых файлов, каждый из которых содержит данные за определенный час (часовой файл).
4. Каждая запись в часовом файле должна представлять собой строку следующего формата:

<Порядковый номер секунды текущего часа(1-4 цифры)>;<Скорость вращения турбины>;<Активная мощность>;<Задание мощности без учета первичной мощности (датчика частоты)>;<Сигнал качества>;

Десятичные знаки от целых отделяются точкой. Значение сигнала качества для замещающей информации должно быть указано в виде «2».

Пример.

Для скорости вращения турбины со значением 3000,56 об/мин., зафиксированным в 30 минут 57 секунд от начала любого часа, строка должна иметь вид:

1857:3000.56;399.3669;400;2;

5. Имя часового файла и имя файла сжатого часового архива должно представлять собой строку следующего формата:

<2 цифры номера энергоблока><4 цифры года><2 цифры месяца><2 цифры дня><2 цифры часа>;

Пример.

Для энергоблока ст. № 1 имя часового файла с данными за 8-й час (UTC) 25 мая 2015 г. будет иметь вид:

012015052508

6. Часовой файл должен быть сжат архиватором zip, внутри сжатого файла должен содержаться одноименный файл с расширением txt.

Пример.

Полное имя архива с часовым файлом: 022009070116.txt.zip, в архиве находится текстовый файл 022015070116.txt;

7. Для каждого блока в хранилище часовых архивов (ftp-каталоге) должны создаваться подкаталоги с именами следующего формата:
<2 цифры номера энергоблока>\<4 цифры года>\<2 цифры месяца>\<2 цифры дня>

Пример.

Часовые архивы для энергоблока ст. № 1 за 25 май 2010г. должны находиться по пути: 01\2015\05\25

Заказчик:

Исполнитель:

_____/

М.П.

_____/

М.П.

Критерии контроля участия генерирующего оборудования в нормированном первичном регулировании частоты

1. Математические обозначения

$P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность энергоблока (гидроагрегата);

$P_{\text{макс}}$ – верхняя граница регулировочного диапазона энергоблока (гидроагрегата);

$P_{\text{мин}}$ – нижняя граница регулировочного диапазона энергоблока (гидроагрегата);

$P_{\text{пл}}(t)$ – плановая мощность энергоблока (гидроагрегата);

$P_{\text{факт}}(t)$ – фактическая активная мощность энергоблока (гидроагрегата);

$\Delta f_p(t)$ – расчетное отклонение частоты;

$P_{\text{пт}}(t)$ – требуемая первичная мощность энергоблока (гидроагрегата);

$P_{\text{пф}}(t)$ – фактическая первичная мощность энергоблока (гидроагрегата)
($P_{\text{пф}}(t) = P_{\text{факт}}(t) - P_{\text{пл}}(t)$);

x или Y (написание полужирным шрифтом) – массив, состоящий из нескольких элементов: $x = \{x_i, i = 1..N\}$, $Y = \{Y_j, j = 1..M\}$ (здесь, i, j – индексы элементов массивов, N, M – количество элементов массивов);

$\text{sgn}(x)$ – функция сигнум x :
$$\text{sgn}(x) = \begin{cases} 1, & x > 0 \\ 0, & x = 0 \\ -1, & x < 0 \end{cases}$$

\equiv – знак тождественности;

$|x|$ – модуль числа x ;

$\lfloor x \rfloor$ – наибольшее целое, меньше или равно x ;

$\tilde{f}(t)$ – обработанная фильтром низких частот функция $f(t)$;

t_x – момент нарушения;

t_{x1}, t_{x2} – границы временного интервала, на котором происходит нарушение;

R – множество действительных (вещественных) чисел;

\mathbf{R}^+ – множество положительных действительных (вещественных) чисел;

\in – принадлежность к множеству;

\exists, \forall – кванторы существования и всеобщности;

$M(f(t))$ – математическое ожидание функции $f(t)$;

$D(f(t))$ – дисперсия функции $f(t)$;

$\sigma(f(t))$ – среднеквадратичное отклонение функции $f(t)$;

$\max(x; y)$ – максимальное из двух чисел x и y ;

$x^* = \arg \min_{x \in X} f(x)$ – обозначение того, что точка $x^* \in X$ является точкой минимума функции f на множестве X .

2. Общие положения

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

Мера нарушения – некая числовая скалярная функция, вычисляемая на временном интервале в зависимости от исходных данных: фактической мощности $P_{\text{факт}}(t)$, частоты $f(t)$ или требуемой первичной мощности $P_{\text{пт}}(t)$, величин мёртвой полосы и статизма.

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

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

Граничные значения меры по каждому из критериев и параметры алгоритмов указаны в Приложении 1.

При контроле оказания услуг по НПРЧ используются следующие критерии:

1. Непредоставление информации;
2. Несоответствие шага по времени передаваемых параметров требуемому;
3. Непредоставление диапазона первичного регулирования;
4. Несоответствие дискретности регистрации измерений требуемой;
5. Неавтоматический режим САУМ;
6. Недостаточная точность поддержания мощности;
7. Несоответствие величины мертвой полосы/статизма первичного регулирования требуемой;
8. Отсутствие адекватной/должной реакции при изменении частоты;
9. Наличие колебательного процесса.

3. Критерий 1. «Непредоставление информации»

Данный критерий предназначен для выявления нарушения требований к предоставлению информации об оказании услуг по НПРЧ.

Мерой нарушения является суммарное время непредоставления информации.

3.1. Используемая информация:

- Массив значений измерений мощности энергоблока [МВт] за час – $P = \{P_i, i = 1..n\}, n = 3601$.
- Массив значений измерений частоты энергоблока [Гц] за час – $f = \{f_i, i = 1..n\}, n = 3601$.
- Массив значений измерений эталонной частоты [Гц] за час – $f_{эт} = \{f_{эт,i}, i = 1..n\}, n = 3601$.
- Уставка нижней границы для проверки достоверности мощности – $P_{дост,мин}$.
- Уставка верхней границы для проверки достоверности мощности – $P_{дост,мах}$.

Параметры алгоритма:

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

3.2. Алгоритм решения:

Блок схема алгоритма представлена на Рисунке 1.

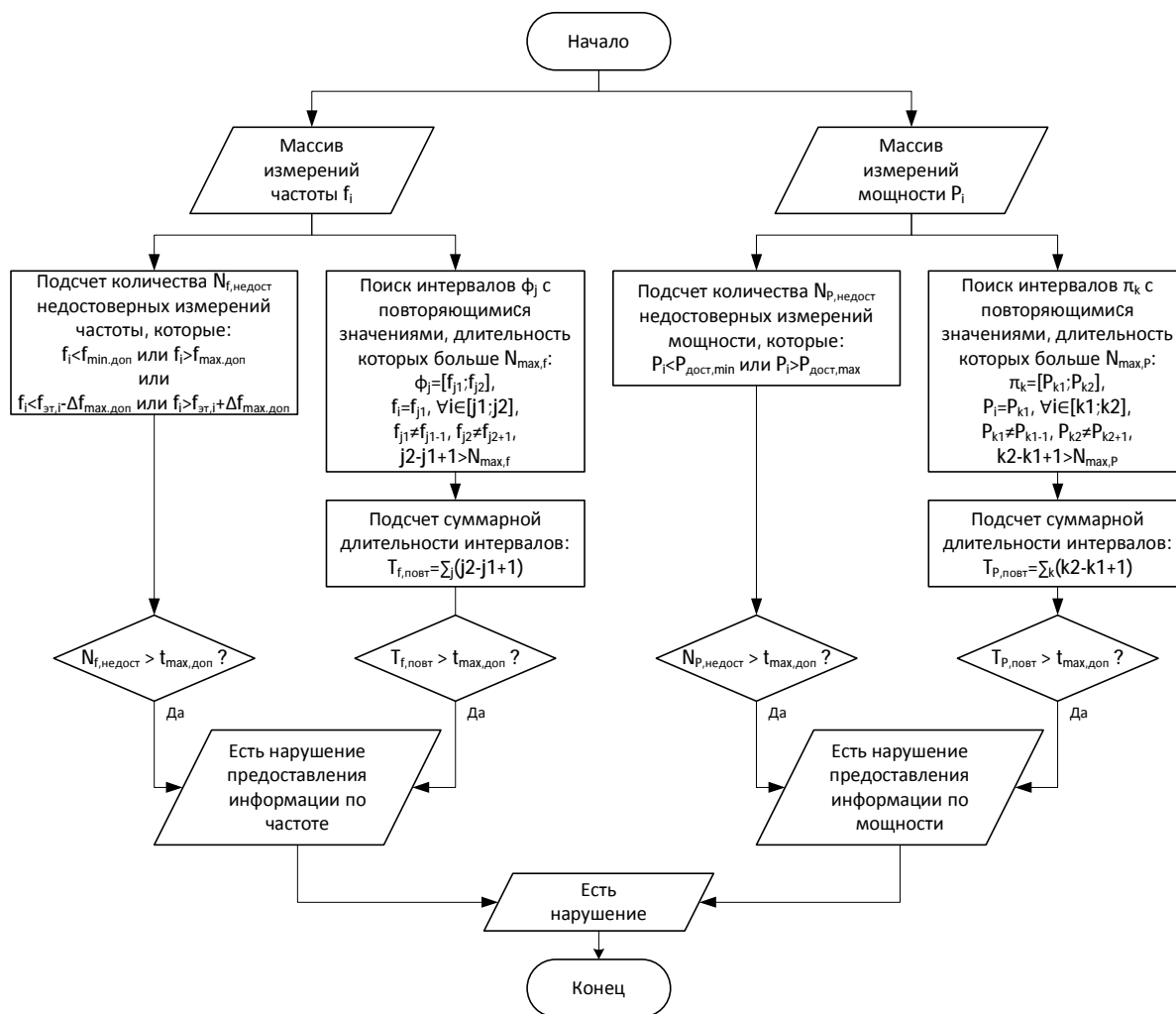


Рисунок 1. Блок-схема алгоритма "Непредоставление информации"

3.3. Результаты решения:

- Признак наличия нарушения предоставления информации по частоте.
- Признак наличия нарушения предоставления информации по мощности.
- Признак наличия нарушения по критерию «Непредоставление информации».

4. Критерий 2. «Несоответствие шага по времени передаваемых параметров требуемому»

Данный критерий предназначен для выявления случаев несоответствия шага по времени, с которым производится регистрации параметров энергоблока, требованиям Стандарта.

Мерой нарушения является суммарное за час превышение шагов по времени по трем сигналам: частоты, фактической мощности и плановой мощности – максимально допустимого шага по времени.

4.1. Используемая информация:

- Массив меток времени [сек] сигнала частоты за час – $t_f = \{t_{f,i}, i = 1..n_1\}$.
- Массив меток времени [сек] сигнала фактической мощности за час – $t_p = \{t_{p,i}, i = 1..n_2\}$.
- Массив меток времени [сек] сигнала плановой мощности за час – $t_{p_{пл}} = \{t_{p_{пл},i}, i = 1..n_3\}$.
- Параметр алгоритма – граничное значение меры ε .

4.2. Алгоритм решения:

1. Вычисление шагов по времени сигналов частоты, фактической и плановой мощности – как разницы между последовательными значениями меток времени.

$$\Delta t_{f,i} = t_{f,i+1} - t_{f,i}$$

$$\Delta t_{p,i} = t_{p,i+1} - t_{p,i}$$

$$\Delta t_{p_{пл},i} = t_{p_{пл},i+1} - t_{p_{пл},i}$$

2. Вычисление меры нарушения m – суммарного за час по трем сигналам превышения шагов по времени максимально допустимого шага по времени.

$$m = \sum_i \max(\Delta t_{f,i} - 1; 0) + \sum_i \max(\Delta t_{p,i} - 1; 0) + \sum_i \max(\Delta t_{p_{пл},i} - 1; 0)$$

где 1 – максимально допустимый шаг по времени [сек].

Блок схема алгоритма представлена на Рисунке 2.

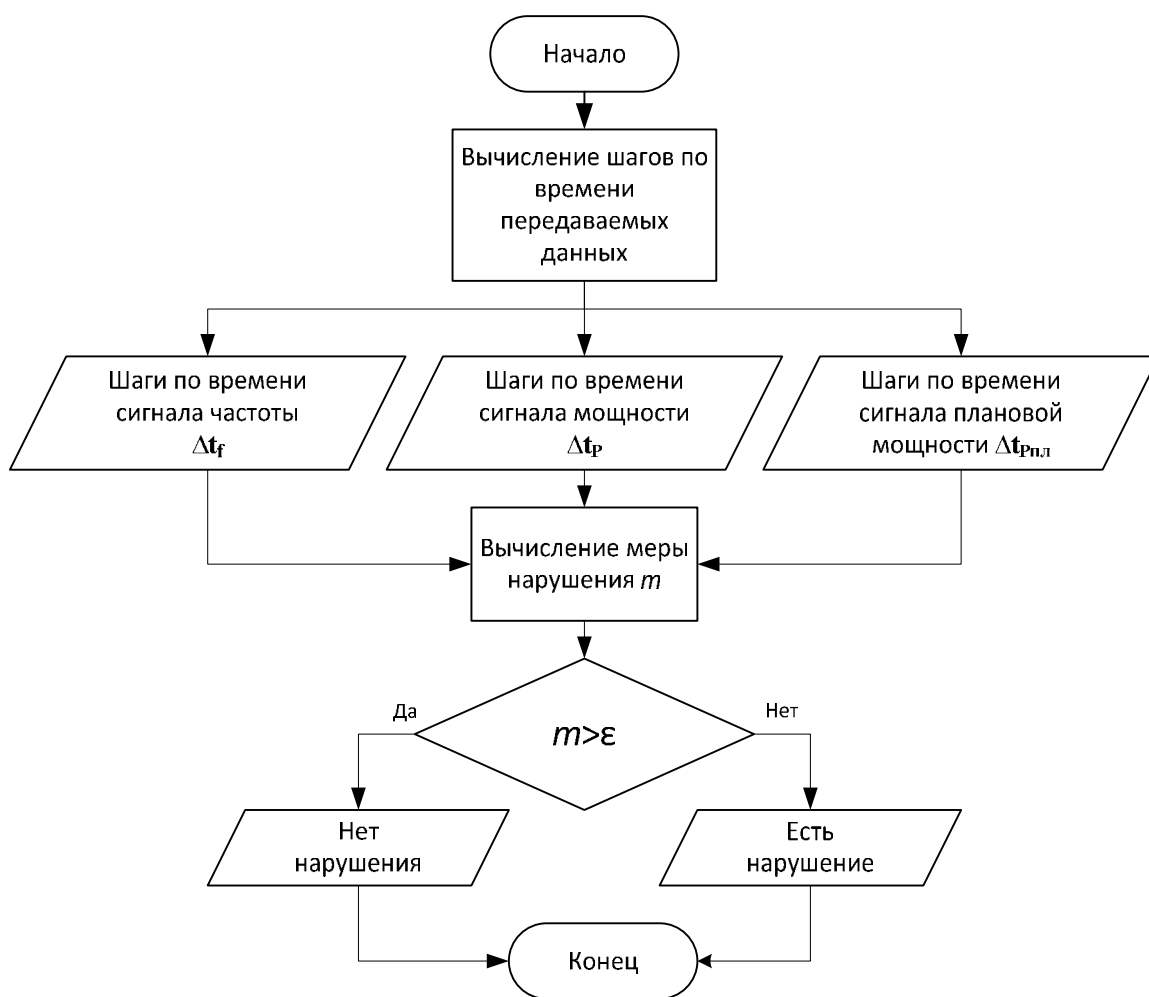


Рисунок 2. Блок-схема алгоритма "Несоответствие шага по времени передаваемых параметров требуемому"

4.3. Результаты решения:

- Значение меры нарушения.
- Признак наличия нарушения по критерию «Несоответствие шага по времени передаваемых параметров требуемому».

5. Критерий 3. «Непредоставление диапазона первичного регулирования»

Критерий предназначен для выявления случаев несоответствия технических параметров технологического режима работы генерирующего оборудования в части предоставления диапазона первичного регулирования. В соответствии с условиями Договора Исполнитель обязан обеспечить соответствие параметров технологического режима работы генерирующего оборудования включая предоставление диапазона первичного регулирования указанным в Договоре. Непредоставлением диапазона первичного регулирования считается выход величины мощности энергоблока за пределы, определенные величиной резерва первичного регулирования,

на величину, превышающую 1% от $P_{ном}$ при отсутствии выхода частоты за пределы мёртвой полосы первичного регулирования.

Мерой нарушения является суммарная в течение часа продолжительность периодов времени, когда требуемый диапазон не был предоставлен.

5.1. Используемая информация:

- Массив измерений частоты за отчетный час [Гц] – $f = \{f_i, i = 1..n\}$, $n=3600$.
- Массив значений фактической мощности энергоблока за тот же отчетный час – $P_{факт} = \{P_{факт,i}, i = 1..n\}$, $n = 3600$.
- Номинальная мощность энергоблока [МВт] – $P_{ном}$.
- Граничное значение суммарного времени выхода за допустимые границы [сек] – $T_{вых,гр}$.

5.2. Алгоритм решения:

1. Вычисление верхней $P_{вг}$ и нижней $P_{нг}$ допустимых границ фактической мощности с учетом требуемой величины резерва в 5% (7%) $P_{ном}$ и допустимой точности регулирования в $\pm 1\%$ $P_{ном}$:

$$P_{вг} = P_{макс} - 0,05(0,07) \cdot P_{ном} + 0,01 \cdot P_{ном}$$
$$P_{нг} = P_{мин} + 0,05(0,07) \cdot P_{ном} - 0,01 \cdot P_{ном}$$

2. Вычисление суммарного за отчетный час времени выхода фактической мощности за допустимые границы – количество секунд, в которые фактическая мощность была больше верхней границы или меньше нижней границы и в которые расчетное отклонение частоты было равно нулю:

$$T_{вых} = \sum_{\substack{i \in [1;3600], \\ P_{факт,i} > P_{вг} \text{ или } P_{факт,i} < P_{нг} \\ \Delta f_{p,i} = 0}} 1$$

3. Если $T_{вых} > T_{вых,гр}$, то принимается решение о наличии нарушения по критерию «непредоставление диапазона первичного регулирования» на данном часовом интервале.

5.3. Результаты решения:

- Суммарное за отчетный час время выхода фактической мощности за допустимые границы [сек] – $T_{вых}$.
- Признак наличия нарушения по критерию «непредоставление диапазона первичного регулирования».

6. Критерий 4. «Несоответствие дискретности регистрации измерений требуемой»

Данный критерий предназначен для выявления случаев нарушения требований Договора к предоставляемой информации об оказании услуг в части дискретности регистрации измерений и заданий мощности и частоты.

Мерами нарушения являются первые значения распределений абсолютных, отличных от нуля, приращений измерений мощности и частоты.

6.1. Используемая информация:

- Массив значений измерений мощности энергоблока [МВт] за час – $\mathbf{P} = \{P_i, i = 1..n\}, n = 3601$.
- Массив значений измерений частоты энергоблока [Гц] за час – $\mathbf{f} = \{f_i, i = 1..n\}, n = 3601$
- Номинальная мощность энергоблока [МВт] – $P_{ном}$.
- Максимально допустимая дискретность регистрации измерений мощности [% $P_{ном}$] – d_p .
- Максимально допустимая дискретность регистрации измерений частоты [Гц] – d_f .
- Параметр алгоритма – граничное значение меры ε .

6.2. Алгоритм решения:

1. Вычисление абсолютных приращений измерений мощности и частоты как модуля разницы между последовательными измерениями.

$$\Delta P_i = |P_{i+1} - P_i|, \quad \Delta f_i = |f_{i+1} - f_i|$$

2. Вычисление распределения отличных от нуля приращений измерений мощности и частоты.

$$p_{P,i} = \sum_{\substack{j \\ \Delta P_j > 0 \\ d_p * i \geq \Delta P_j > d_p * (i-1)}} \Delta P_j, \quad p_{f,i} = \sum_{\substack{j \\ \Delta f_j > 0 \\ d_f * i \geq \Delta f_j > d_f * (i-1)}} \Delta f_j$$

3. Определение мер нарушения – первые значения распределений мощности и частоты: $p_{P,1}$ и $p_{f,1}$

Блок схема алгоритма представлена на Рисунке 3.

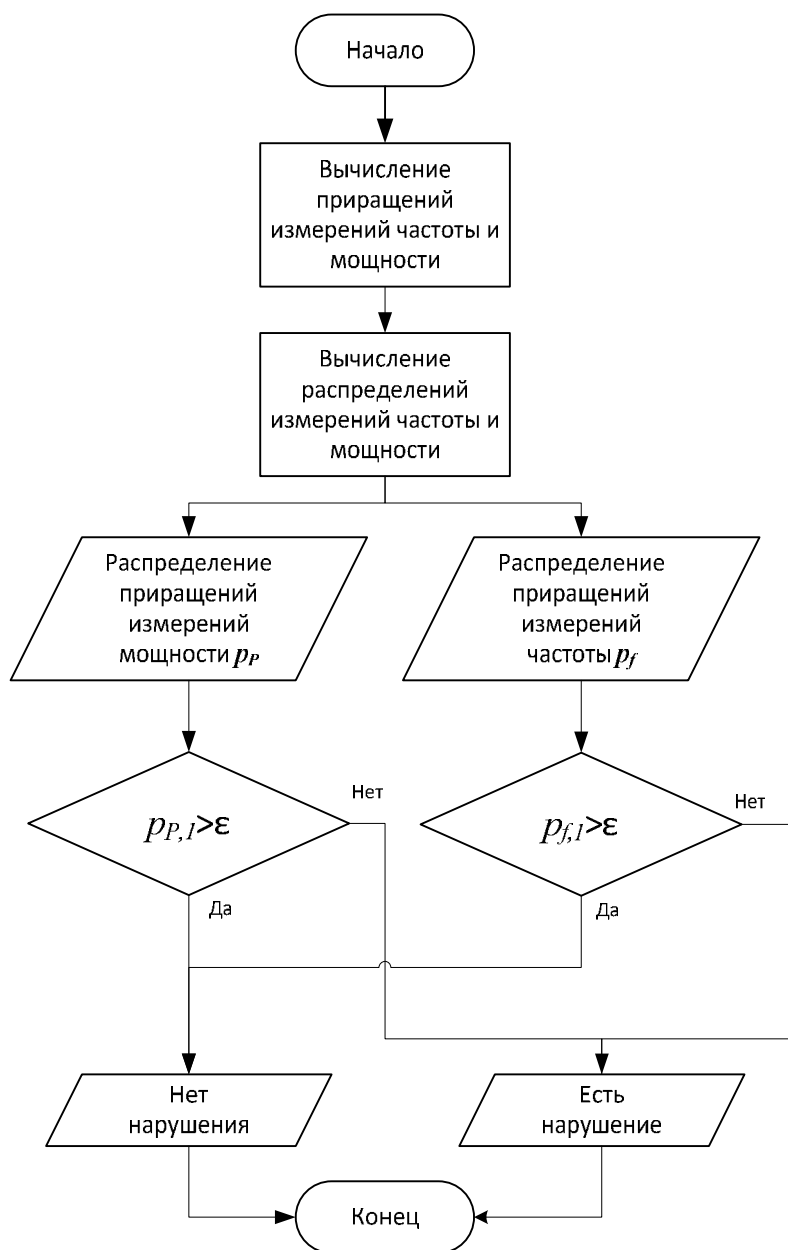


Рисунок 3. Блок-схема алгоритма "Несоответствие дискретности измерений требуемым"

6.3. Результаты решения:

- Массив значений распределения приращений измерений мощности $\mathbf{p}_p = \{p_{p,i}, i = 1..m_1\}$.
- Массив значений распределения приращений измерений частоты – $\mathbf{p}_f = \{p_{f,i}, i = 1..m_2\}$.
- Признак наличия нарушения дискретности измерения мощности.
- Признак наличия нарушения дискретности измерения частоты.

7. Критерий 5. «Неавтоматический режим САУМ»

Данный критерий предназначен для выявления случаев нарушения требований Стандарта, в соответствии с которыми, участие

энергоблока (гидроагрегата) в НПРЧ должно осуществляться действием САУМ (САРЧМ, САУ ГА), обеспечивающей регулирование мощности энергоблока (гидроагрегата) в пределах регулировочного диапазона в полностью автоматическом режиме с динамическими и статическими характеристиками, установленными Стандартом. Основным признаком, используемым для определения нарушения, является нарушение условия кусочно-монотонного характера графика плановой мощности энергоблока (заданной мощности гидроагрегата). По определению монотонность нарушается в каждой такой точке строгого локального экстремума. Таким образом, алгоритм критерия основывается на поиске на графике плановой мощности точек строгих локальных экстремумов.

Мерой нарушения является количество точек строгих локальных экстремумов.

7.1. Используемая информация:

- Массив значений времени [сут] – $t = \{t_i, i = 1..n\}$. Шаг дискретизации – $\frac{1}{60 \cdot 60 \cdot 24}$ сут. Длительность анализируемого интервала – 30 минут ($n = 1801$).
- Массив значений плановой мощности [МВт] – $P_{пл} = \{P_{пл,i} \equiv P_{пл}(t_i), i = 1..n\}$.
- Параметр алгоритма – чувствительность (пороговое значение среднеквадратичного отклонения) – p_1 .
- Параметр алгоритма – максимальный размер окна – p_2 [сек].
- Параметр алгоритма – проверять скорость изменения плановой мощности или нет.
- Параметр алгоритма – предельное значение скорости изменения плановой мощности – p_3 [%Рном/мин].
- Параметр алгоритма – граничное значение меры – предельное количество точек экстремумов – $M_{гр}$.

7.2. Алгоритм решения:

Блок-схема алгоритма представлена на Рисунке 4.

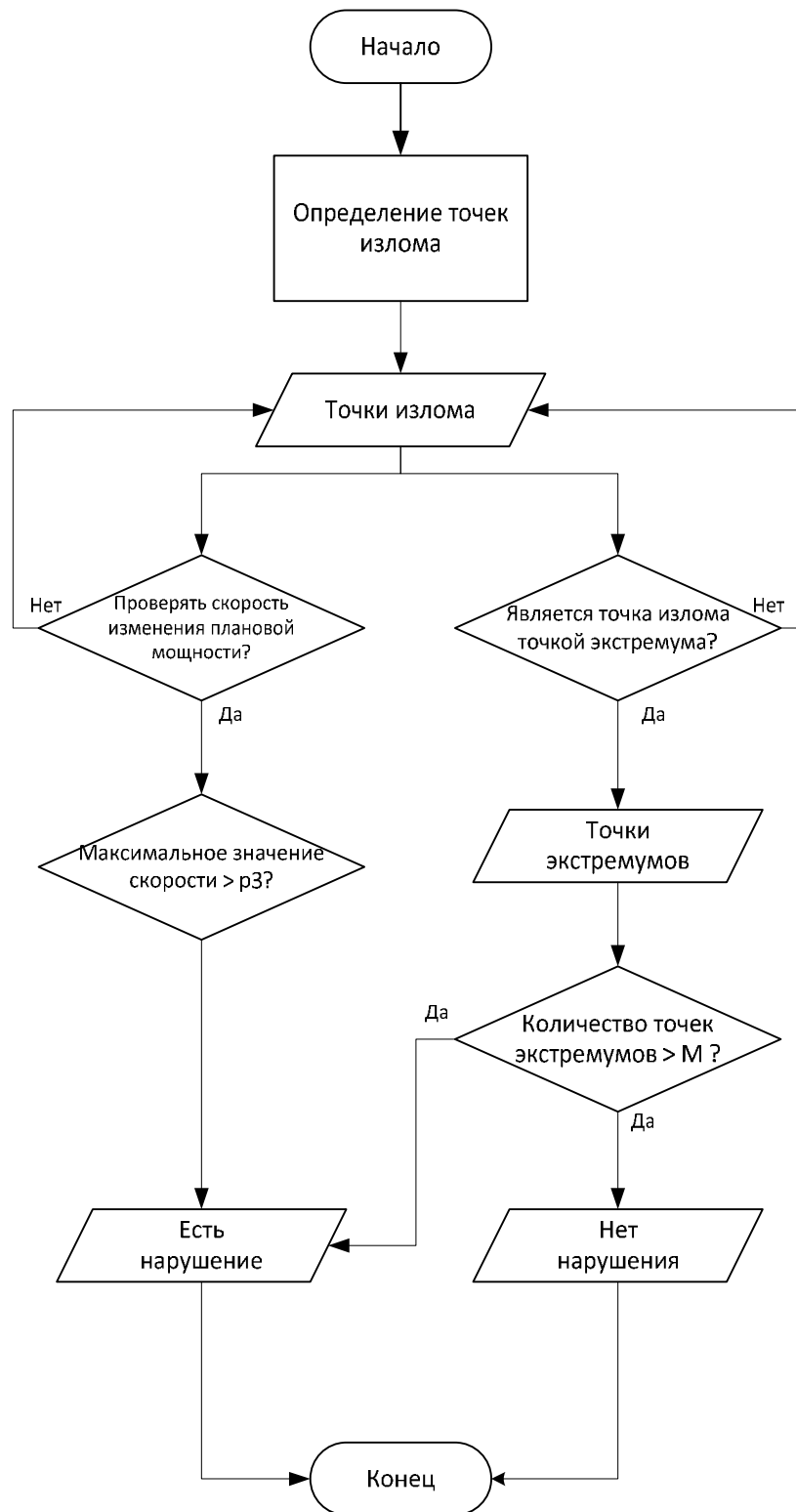


Рисунок 4. Блок-схема алгоритма "Неавтоматический режим САУМ"

Алгоритм решения:

left – указатель левой границы окна (индекс элемента в массиве t_j)

right – указатель правой границы окна.

В начале: **left** = 1, **right** = left + 1

Далее в цикле:

1. Из графика плановой мощности «вырезается» кусок (окно) от t_{left} до t_{right} .

2. «Вырезанный» кусок аппроксимируется прямой.

$t = \{t_i, i = left \dots right\}, P = \{P_i, i = left \dots right\} \rightarrow k_1, b_1, \sigma$

3. В случае наклонного тренда выполняется нормировка точности аппроксимации – считается её проекция на нормаль к аппроксимирующей прямой.

$$\sigma_1 = \frac{\sigma}{\sqrt{(1 + k_1^2)}}$$

4. Далее, если $\sigma_1 > p_1$, то:

– Значения $t_{right-1}$ $P_{right-1}$ сохраняются в массив t_i , P_i соответственно (это точка излома);

– Участок графика плановой мощности на участке от t_{left} до $t_{right-1}$ считается линейным (на нем нет изломов). Этот участок аппроксимируется прямой. Функция аппроксимации возвращает параметры прямой k, b . Коэффициент наклона этой прямой k – есть производная линейного куска графика плановой мощности слева в точке излома. Для корректной работы алгоритма необходимо на данном шаге округлить значение k до пятого знака после запятой:

$$\tilde{k} = [10^5 \cdot k] \cdot 10^{-5}$$

Это значение добавляется в массив k_i .

– Указатель $left$ ставится в точку излома: $left = right - 1$

5. $right$ увеличивается на 1.

6. Ограничивается размер окна, если он превысил заданное значение.

7. Проверяем: если $right - left > p_2$, то $left = left + 1$.

Цикл повторяется до тех пор, пока $right$ не достигнет последнего элемента в исходном массиве t .

В цикле пробегается весь массив k_i и проверяется: если $k_{i,j} \cdot k_{i,j-1} < 0$, то значения P_{j-1}, t_{j-1} сохраняются в массив $P_э, t_э$ соответственно. (Это точка строгого экстремума).

Если количество точек экстремумов больше $M_{гр}$, принимается решение о наличии на этом интервале нарушения по критерию «неавтоматический режим САУМ».

При контроле скорости изменения плановой мощности вычисляется её максимальное значение на интервале:

$$k_{max} = \frac{\max_i (|k_{и,i}|) \cdot 100}{P_{ном} \cdot 24 \cdot 60}, \quad [\%P_{ном}/мин]$$

Если $k_{max} > p_3$, то принимается решение о наличии нарушения по критерию «неавтоматический режим САУМ».

7.3. Результаты решения.

- Точки изломов – массивы значений времени, плановой мощности, значений производных плановой мощности слева в точках изломов $P_{и}$ [МВт], $t_{и}$ [сут], $k_{и}$ [МВт/сут].
- Точки экстремумов – массивы значений времени и плановой мощности в точках экстремумов – $P_э$ [МВт], $t_э$ [сут].
- Максимальное на интервале значение скорости изменения плановой мощности – k_{max} [%Pном/мин].
- Признак наличия нарушения по критерию «неавтоматический режим САУМ».

8. Критерий 6. «Недостаточная точность поддержания мощности»

Данный критерий предназначен для выявления случаев нарушения требований Стандарта в части точности поддержания мощности, которым должно отвечать генерирующее оборудование и оборудование регулирования частоты для целей оказания услуг по НПРЧ.

Под недостаточной точностью поддержания мощности понимается отклонение фактического значения мощности от требуемой, на величину, превышающую 1% от номинальной мощности энергоблока (гидроагрегата).

Мерой нарушения является суммарная в течение часа продолжительность периодов времени, когда отклонение фактической мощности от требуемой превышает 1% от Pном.

8.1. Используемая информация:

- Массив заданий плановой мощности энергоблока [МВт] за отчетный час – $P_{пл} = \{P_{пл,i}, i = 1..n\}, n = 3600$.
- Массив значений требуемой первичной мощности, рассчитанной в соответствии со Стандартом [МВт], за тот же отчетный час – $\Delta P_{пт} = \{\Delta P_{пт,i}, i = 1..n\}, n = 3600$.
- Номинальная мощность энергоблока [МВт] – $P_{ном}$.
- Граничное значение суммарного времени выхода за допустимые границы [сек] – $T_{вых,гр}$.

8.2. Алгоритм решения:

1. Вычисление верхней $P_{вг}$ и нижней $P_{нг}$ допустимых границ фактической мощности:

$$P_{\text{вг},i} = P_{\text{пл},i} + \max_{j \in [i-30;i]} P_{\text{пт},j} + 0,01 \cdot P_{\text{ном}}$$

$$P_{\text{нг},i} = P_{\text{пл},i} + \min_{j \in [i-30;i]} P_{\text{пт},j} - 0,01 \cdot P_{\text{ном}}$$

где 30 – допустимая задержка изменения мощности при первичном регулировании [сек].

2. Вычисление суммарного за отчетный час времени выхода фактической мощности за допустимые границы – количество секунд, в которые фактическая мощность была больше верхней границы или меньше нижней границы:

$$T_{\text{вых}} = \sum_{\substack{i \in [1;3600], \\ P_{\text{факт},i} > P_{\text{вг},i} \text{ или } P_{\text{факт},i} < P_{\text{нг},i}}} 1$$

3. Если $T_{\text{вых}} > T_{\text{вых,гр}}$, то принимается решение о наличии нарушения по критерию «недостаточная точность поддержания мощности» на данном часовом интервале.

8.3. Результаты решения.

- Значения верхней допустимой границы фактической мощности [МВт] – $P_{\text{вг}} = \{P_{\text{вг},i}, i = 1..n\}, n = 3600$.
- Значения нижней допустимой границы фактической мощности [МВт] – $P_{\text{нг}} = \{P_{\text{нг},i}, i = 1..n\}, n = 3600$.
- Суммарное за отчетный час время выхода фактической мощности за допустимые границы [сек] – $T_{\text{вых}}$.
- Признак наличия нарушения по критерию «недостаточная точность поддержания мощности».

9. Критерий 7. «Несоответствие величины мёртвой полосы/статизма первичного регулирования требуемой»

В соответствии с условиями Договора Исполнитель обязан обеспечить соответствие параметров технологического режима работы генерирующего оборудования включая мертвую полосу и статизм первичного регулирования указанным в Договоре. Статизм и мертвая полоса определяются как параметры функции регрессии между отклонениями частоты Δf и отклонениями мощности энергоблока ΔP . Функция регрессии отображает зависимость условного математического ожидания ΔP от Δf . Функция регрессии определяет соответствующую регрессионную модель, отражающую основную статическую характеристику первичного регулирования энергоблока.

Мерами нарушения являются отклонения по модулю оценок величин статизма и мёртвой полосы от требуемых.

9.1. Используемая информация:

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

- Массив измерений фактической мощности энергоблока [МВт] для тех же моментов времени, в которые выполнены измерения частоты $\mathbf{P}_{\text{факт}} = \{P_{\text{факт},i}, i = 1..n\}$.
- Массив заданий плановой мощности энергоблока [МВт] для тех же моментов времени, в которые выполнены измерения частоты – $\mathbf{P}_{\text{пл}} = \{P_{\text{пл},i}, i = 1..n\}$.
- Номинальная мощность энергоблока [МВт] – $P_{\text{ном}}$.
- Требуемая величина мёртвой полосы [Гц] – $MP_{\text{треб}}$.
- Требуемое значение статизма [%] – $S_{\text{треб}}$.
- Параметр алгоритма – допустимое отклонение оценки мёртвой полосы от требуемой величины мёртвой полосы [Гц] – $\varepsilon_{\text{мп}}$.
- Параметр алгоритма – допустимое отклонение оценки статизма от требуемого статизма [%] – ε_s .

9.2. Алгоритм решения:

Блок-схема алгоритма представлена на Рисунке 5.

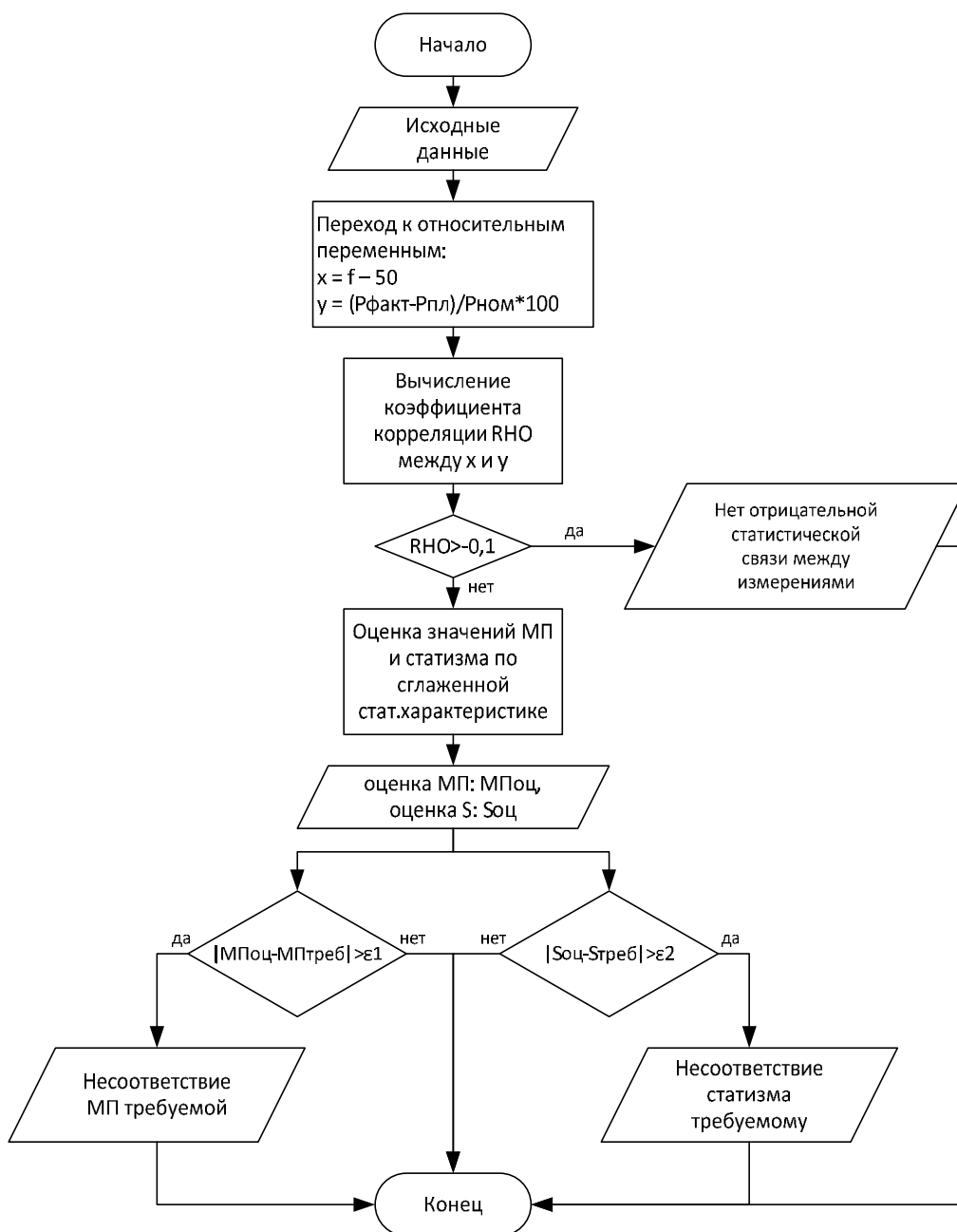


Рисунок 5. Блок-схема алгоритма "Несоответствие мертвой полосы и статизма требуемым"

Алгоритм решения:

1. Переход от исходных переменных $f, P_{\text{факт}}, P_{\text{пл}}$ к относительным x, y :

$$x_i \equiv \Delta f_i = f_i - 50, \quad y_i \equiv \Delta P_i = \frac{P_{\text{факт},i} - P_{\text{пл},i}}{P_{\text{ном}}} \cdot 100$$

2. Вычисление линейного коэффициента корреляции RHO между x и y

$$M_x = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i, \quad M_y = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i$$

$$RHO = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - M_x)(y_i - M_y)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - M_x)^2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - M_y)^2}}$$

3. Проверка наличия отрицательной статистической зависимости между x и y . При нормальной работе энергоблока в режиме НПРЧ данная статистическая зависимость должна иметь место. Её отсутствие может свидетельствовать, например, об увеличении расширения мёртвой полосы в ЧК более требуемой. Считается, что отрицательная статистическая зависимость отсутствует при

$$RHO > -0,1$$

4. Оценка параметров функции регрессии y по x . Оценка выполняется методом наименьших квадратов, в котором численными методами находится минимум функционала

$$\Phi(\theta_1, \theta_2, p) = \sum_{i=1}^n (y_i - f_{\text{регр}}(x_i; \theta_1, \theta_2, p))^2$$

где:

$f_{\text{регр}}(x_i; \theta_1, \theta_2, p)$ – функция регрессии с параметрами θ_1, θ_2, p :

$$f_{\text{регр}}(x_i; \theta_1, \theta_2, p) = \begin{cases} -\theta_2 \cdot (x_i - \text{sgn}(x_i) \cdot \theta_1), & |x| > \theta_1 + p \\ 0 & |x| < \theta_1 - p \\ -\text{sgn}(x_i) \cdot \frac{\theta_2}{4p} \cdot (x_i - \text{sgn}(x_i) \cdot (\theta_1 - p)), & \theta_1 - p \leq |x| \leq \theta_1 + p \end{cases}$$

θ_1 – величина мёртвой полосы;

θ_2 – коэффициент пропорциональности между требуемой первичной мощностью и расчетным отклонением частоты (обратно пропорционален статизму);

p – параметр, определяющий величину сглаживания функции регрессии относительно требуемой статической характеристики первичного регулирования.

Функционал $\Phi(\theta_1, \theta_2, p)$ является достаточно гладким и выпуклым, поэтому для нахождения его минимума можно воспользоваться одним из стандартных алгоритмов, обеспечивающим требуемую точность, например, алгоритмом градиентного спуска. Требуемая точность нахождения минимума функционала определяется точностью алгоритма данного критерия (должна быть не более). В результате нахождения минимума функционала получаются оценки параметров функции регрессии:

$$\hat{\theta}_1, \hat{\theta}_2, \hat{p}$$

5. Оценка величины мёртвой полосы и оценка статизма определяются

$$\widehat{МП} = \hat{\theta}_1, \quad \hat{S} = \frac{200}{\hat{\theta}_2}$$

6. При отклонении оценки величины мёртвой полосы от требуемого значения мёртвой полосы

$$|\widehat{МП} - МП_{\text{треб}}| > \varepsilon_{мп}$$

принимается решение о несоответствии величины мёртвой полосы требуемой.

При отклонении оценки статизма от требуемого статизма

$$|\hat{S} - S_{\text{треб}}| > \varepsilon_s$$

7. Принимается решение о несоответствии статизма требуемому.

9.3. Результаты решения:

- Линейный коэффициент корреляции **RHO**.
- Признак отсутствия отрицательной статистической связи между измерениями частоты и мощности.
- Оценка значения мёртвой полосы $\widehat{МП}$.
- Оценка значения статизма \hat{S} .
- Признак наличия нарушения по критерию «несоответствие величины мёртвой полосы требуемой».
- Признак наличия нарушения по критерию «несоответствие статизма первичного регулирования требуемому».

10. Критерий 8. «Отсутствие адекватной/должной реакции при изменении частоты»

Критерий предназначен для выявления нарушений фактического участия в регулировании в течение рассматриваемого часа. Критерий выявляет несоответствие между требуемой первичной мощностью, которую должен реализовать энергоблок (гидроагрегат) в соответствии с требованиями Стандарта, и фактической первичной мощностью. Признаком соответствия или несоответствия является условие повторения графиком фактической первичной мощности формы графика требуемой первичной мощности. Повторяемость формы в данном алгоритме определяется через производные.

Мерой нарушения является величина минимального на отрезке заданной длительности от данного момента времени отклонения значения производной фактической мощности от значения производной требуемой первичной мощности в данный момент времени.

10.1. Используемая информация:

- Массив значений времени [сек] – $t = \{t_i, i = 1..n\}$, дискретность измерений 1 секунда.
- Массив значений требуемой первичной мощности, рассчитанной в соответствии со Стандартом [МВт] – $\Delta P_{пт} = \{\Delta P_{пт,i}, i = 1..n\}$.
- Массив значений фактической мощности [МВт] – $P_{факт} = \{P_i, i = 1..n\}, n = 3600$.
- Массив заданий плановой мощности энергоблока [МВт] – $P_{пл} = \{P_{пл,i}, i = 1..n\}$.
- Параметр алгоритма – ширина окна фильтра скользящего среднего для сглаживания значений первичной мощности [сек] – w_1 .
- Параметр алгоритма – ширина окна фильтра скользящего среднего для сглаживания значений производных первичной мощности [сек] – w_2 .
- Параметр алгоритма – Δt .
- Параметр алгоритма – граничное значение меры – ε_1
- Параметр алгоритма – ε_2 .

10.2. Алгоритм решения.

Блок-схема алгоритма представлена на Рисунке 6.

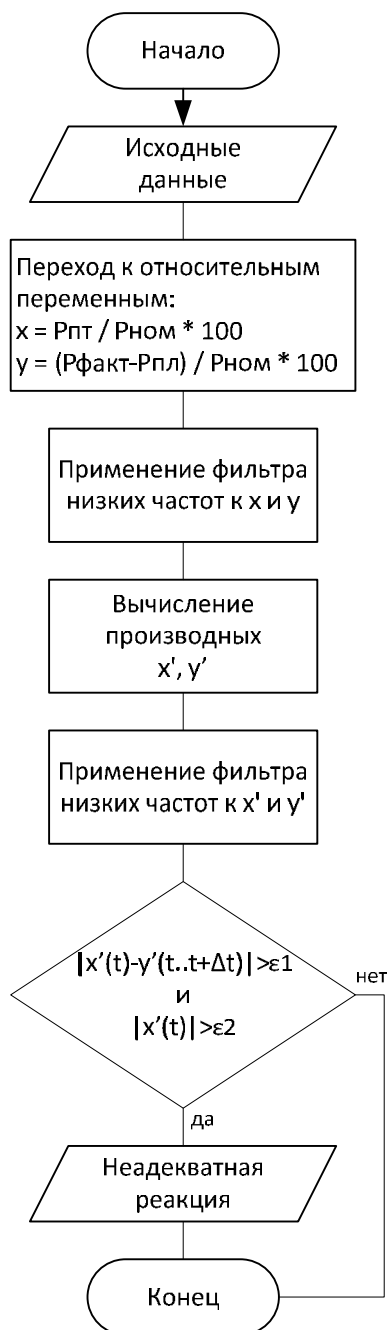


Рисунок 6. Блок-схема алгоритма "Отсутствие адекватной/должной реакции при изменении частоты"

Алгоритм решения:

1. Переход от исходных переменных $\Delta P_{пт,i}$, $P_{факт}$, $P_{пл}$ к относительным x , y :

$$x_i = \frac{\Delta P_{пт,i}}{P_{ном}} \cdot 100, \quad y_i = \frac{P_{факт,i} - P_{пл,i}}{P_{ном}} \cdot 100$$

2. Применение фильтра скользящего среднего к сигналам x , y :

$$\tilde{x} = \text{AVG}(x, w_1), \quad \tilde{y} = \text{AVG}(y, w_1)$$

где w_1 – параметр фильтра – ширина окна, сек.

3. Вычисление производных с помощью разностной схемы:

$$\begin{aligned}x'_i &= \frac{\tilde{x}_i - \tilde{x}_{i-1}}{1}, & x'_0 &= 0 \\y'_i &= \frac{\tilde{y}_i - \tilde{y}_{i-1}}{1}, & y'_0 &= 0\end{aligned}$$

5. Применение фильтра скользящего среднего (см. Приложение 2) к сигналам x', y' :

$$\tilde{x}' = \text{AVG}(x', w_2), \quad \tilde{y}' = \text{AVG}(y', w_2)$$

где w_2 – параметр фильтра – ширина окна, сек.

Вычисление мер нарушения на интервале:

$$M_i = \min_{j \in [i; i+\Delta t]} |\tilde{x}'_i - \tilde{y}'_j|$$

6. При существовании такого момента (наличии такого i), при котором

$$M_i > \varepsilon_1 \text{ и } |\tilde{x}'_i| > \varepsilon_2$$

принимается решение об отсутствии адекватной/должной реакции.

10.3. Результаты решения:

- Массивы сглаженных значений требуемой и фактической первичной мощности – \tilde{x}, \tilde{y} .
- Массивы сглаженных значений производных требуемой и фактической первичной мощности – \tilde{x}', \tilde{y}' .
- Массив мер нарушения на интервале – $M_i, i = 1..n$.
- Признак наличия нарушения по критерию «отсутствие адекватной/должной реакции».

11. Критерий 9. «Наличие колебательного процесса»

Данный критерий предназначен для выявления случаев возникновения нежелательных колебаний активной мощности энергоблоков (гидроагрегатов).

В основе критерия лежит использование функции автокорреляции (автокорреляционной функции, АКФ) сигнала фактической мощности энергоблока. Наличие пиков в функции автокорреляции некоего 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.

11.1. 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 – $N_{пер.гр}$

11.2. 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. Разбиваем рассматриваемый интервал на пересекающиеся отрезки длиной в 121 секунд. 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 γ_P и $T_{\gamma,P}$ сигнала мощности:

$$T_{\gamma,P} = \min T_{\text{locmax}}, \quad \gamma_P = R_P(T_{\gamma,P})$$

где

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

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

5. При значении γ_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 $p_{пер} = 0$ выносится 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 представлена на Рисунке 7.



Рисунок 7. Блок-схема алгоритма "Наличие колебательного процесса"

11.3. Результаты решения:

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

**Карта граничных мер и параметров алгоритмов
критериев контроля участия генерирующего оборудования в
нормированном первичном регулировании частоты**

Параметры и меры	Значение / граничное значение
Критерий 1. «Непредоставление информации»	
минимальное допустимое значение частоты	48 Гц
максимальное допустимое значение частоты	52 Гц
максимальное допустимое отклонение частоты от эталонной частоты	0,015 Гц
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по частоте	10
максимальное допустимое количество повторяющихся значений по мощности	10
граничная мера - максимальное допустимое суммарное время непредоставления информации	60 сек
Критерий 2. «Несоответствие шага по времени передаваемых параметров требуемому» (Не применяется)	
максимально допустимый шаг по времени	1 сек
граничная мера - максимальное допустимое суммарное за час превышение шагов по времени по трем сигналам: частоты, фактической мощности и плановой мощности - максимально допустимого шага по времени	20 сек
Критерий 3. «Непредоставление диапазона первичного регулирования»	
граничная мера - максимальная допустимая суммарная в течение часа продолжительность периодов времени, когда требуемый диапазон не был предоставлен.	60 сек
Критерий 4. «Несоответствие дискретности регистрации измерений требуемой»	
максимально допустимая дискретность регистрации измерений мощности	0,1% P _{ном}
максимально допустимая дискретность регистрации измерений частоты	0,001 Гц
граничная мера - минимальные допустимые первые значения распределений абсолютных, отличных от нуля, приращений измерений мощности и частоты.	100
Критерий 5. «Неавтоматический режим САУМ»	

чувствительность алгоритма	0,00005
максимальный размер окна	5 сек
проверять скорость изменения плановой мощности	нет
предельное значение скорости изменения плановой мощности	5% P _{ном} /мин
граничная мера - максимальное допустимое количество точек строгих локальных экстремумов.	5,5 / 30 мин
Критерий 6. «Недостаточная точность поддержания мощности» (Не применяется)	
допустимая задержка изменения мощности при первичном регулировании	30 сек
максимально допустимое отклонение мощности	1% P _{ном}
граничная мера - максимальная допустимая суммарная в течение часа продолжительность периодов времени, когда отклонение фактической мощности от требуемой превышает максимально допустимое	60 сек
Критерий 7. «Несоответствие величины мёртвой полосы/статизма первичного регулирования требуемой» (В части «несоответствия величины статизма первичного регулирования требуемой» применяется в информационных целях и не влияет на результаты определения объемов оказанных услуг)	
граничная мера - максимальное допустимое отклонение по модулю оценки величины мёртвой полосы от требуемой	0,002 Гц
граничная мера - максимальное допустимое отклонение по модулю оценки величины статизма от требуемой	1,0%
Критерий 8. «Отсутствие адекватной/должной реакции при изменении частоты»	
ширина окна фильтра скользящего среднего для сглаживания значений первичной мощности	25 сек
ширина окна фильтра скользящего среднего для сглаживания значений производных первичной мощности	30 сек
допустимая задержка Δt	30 сек
граничная мера ε_1	0,015
параметр алгоритма ε_2	0,007
Критерий 9. «Наличие колебательного процесса»	
ширина окна	121 сек
шаг сдвига окна	10 сек
граничная 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

Заказчик:

_____/ **М.П.**

Исполнитель:

_____/ **М.П.**