

# МЕТОДОЛОГИЯ И РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗОВ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ РУ ВВЭР

В.Н.Камнев, А.К.Подшибякин, М.А.Подшибякин, Н.П.Коноплев

## 1. Общие положения

Под динамической устойчивостью реакторной установки (РУ) понимается реализация эксплуатационных переходных режимов при нормальной эксплуатации без превышения эксплуатационных пределов, исключение в этих режимах непредусмотренного отключения оборудования систем нормальной эксплуатации и исключение срабатываний систем безопасности.

Динамическая устойчивость РУ анализируется для режимов нормальной эксплуатации при работе на мощности с проектной работой систем нормальной эксплуатации, включая АСУ ТП. К таким режимам относятся режимы первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в энергосистеме, режимы суточного регулирования мощности энергоблока, частичные сбросы нагрузки (в пределах регулировочного диапазона), режимы импульсной разгрузки, режимы с увеличением нагрузки, режимы плановых пуска и останова энергоблока с проектными скоростями изменения мощности. Признаком динамической устойчивости во всех этих режимах является способность РУ реализовывать требуемые эксплуатирующими АЭС организациями графики изменения электрической нагрузки и/или мощности реактора без непредусмотренного отключения оборудования систем нормальной эксплуатации и без срабатываний систем безопасности. В соответствии с этими требованиями разрабатывается проект. Если требуемый график изменения нагрузки или мощности реактора не может быть реализован по причине отключения основного оборудования (ГЦНА, турбины) или срабатывания систем безопасности (БРУ-А, аварийной защиты), то такая РУ считается динамически неустойчивой. Таким образом, динамическая устойчивость РУ характеризуется качественным показателем: энергоблок выдает требуемую мощность по заданному графику без срабатывания систем безопасности.

При некоторых нарушениях нормальной эксплуатации, относящихся к эксплуатации с отклонениями, понятие динамической устойчивости может быть применено лишь условно. При эксплуатации с отклонениями переходный процесс является следствием нарушения эксплуатационных пределов и/или условий и целью управления является перевод энергоблока на другой (более низкий) разрешенный уровень мощности. В этих случаях точнее применять понятие «эксплуатационная устойчивость», которое предлагается для обсуждения. Под эксплуатационной устойчивостью РУ при эксплуатации с отклонениями понимается отсутствие срабатываний систем безопасности (за исключением открытия БРУ-А в режиме отключения турбины с запретом на работу БРУ-К) с возможным превышением эксплуатационных пределов без превышения пределов безопасной эксплуатации.

Эксплуатационная устойчивость РУ анализируется для режимов, являющихся следствием отказов элементов систем нормальной эксплуатации без наложения дополнительных отказов. К таким режимам относятся режимы с плановым и неплановым отключением и включением ГЦНА, режимы сброса электрической нагрузки энергоблока до уровней собственных нужд или холостого хода, режимы закрытия стопорных клапанов турбины без запрета на работу БРУ-К и с запретом. Если в этих режимах не достигаются уставки на срабатывание систем безопасности и не превышаются пределы безопасной эксплуатации, то выполняется качественный критерий эксплуатационной устойчивости РУ. Количественным показателем степени эксплуатационной устойчивости РУ является количество отключений элементов систем нормальной эксплуатации, влияющих на допустимый уровень мощности, дополнительно к исходным событиям режимов. Требуемой степенью эксплуатационной устойчивости РУ является отсутствие таких

дополнительных отключений в переходном процессе. Количественный показатель характеризует небаланс требуемой и текущей мощности энергоблока в конце режима и продолжительность этого небаланса (время, необходимое для последующего пуска отключившегося оборудования), сводящиеся к интегральным показателям – количеству недовыработанной электроэнергии в МВт·ч и к снижению коэффициента использования установленной мощности.

Анализ динамической и эксплуатационной устойчивости выполняется в реалистическом приближении для моментов топливных кампаний, имеющих минимальные и максимальные значения температурных коэффициентов реактивности активной зоны реактора. Для новых энергоблоков такими моментами являются начало работы первой топливной загрузки и конец борной кампании стационарной топливной загрузки. По результатам расчетов анализируются запасы до уставок на срабатывание систем безопасности и другого оборудования, отключаемого по сигналам управляющих систем безопасности (УСБ), достижение которых приводит к нарушению динамической или эксплуатационной устойчивости и/или приводит к снижению эксплуатационной устойчивости. В качестве численных критериев недостижения уставок соответствующих систем безопасности принимаются запасы от экстремальных (минимальных или максимальных) значений расчетных параметров до уставок на срабатывание систем безопасности, которые устанавливаются равными удвоенным пределам основных допустимых погрешностей измерения (определения) этих параметров. Характерный пример приведен на рисунке 1 (режим сброса электрической нагрузки энергоблоком от 100 до 30 %  $N_{пов}$  со скоростью 200 %  $N_{пов}/с$  и восстановление электрической нагрузки энергоблока со скоростью 25 %  $N_{пов}/с$  до исходной величины при длительности работы на сниженном уровне мощности в течение 10 с).

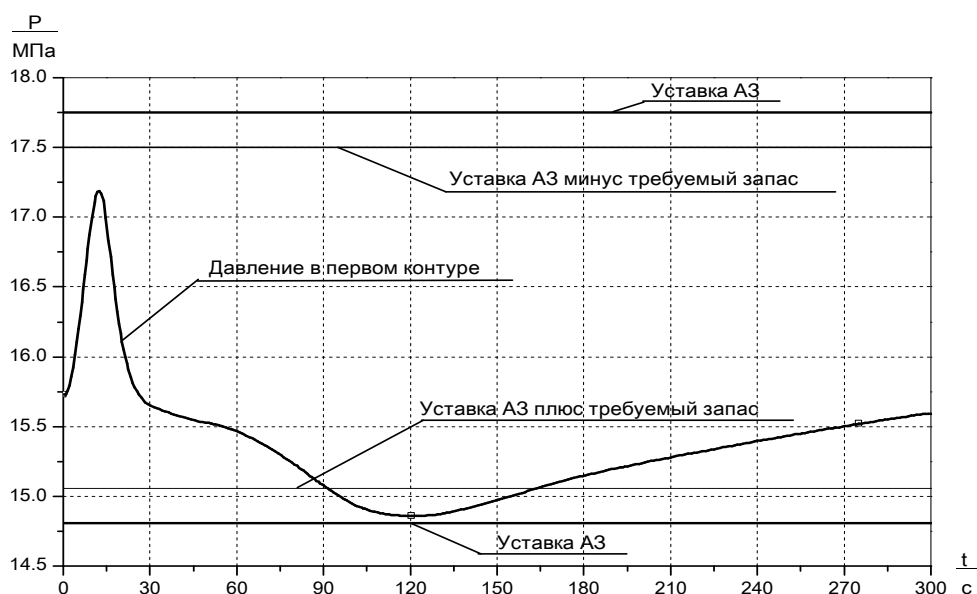


Рисунок 1 – Пример анализа запасов до уставок аварийной защиты для ВВЭР-1000

Результаты анализа динамической устойчивости РУ используются в основном для:

- обоснования возможности реализации средствами систем нормальной эксплуатации требуемых маневренных характеристик РУ;
- обоснования эксплуатационных пределов и уставок на срабатывание управляющих систем безопасности по условиям обеспечения динамической устойчивости РУ.

В частности, результатом анализов динамической и эксплуатационной устойчивости являются рекомендации по изменению уставок технологических защит и блокировок и изменению уставок на срабатывание управляющих систем безопасности (УСБ), для исключения нарушения динамической или эксплуатационной устойчивости и/или увеличения эксплуатационной устойчивости.

## 2. Пример анализа динамической устойчивости

Режим импульсной разгрузки энергоблока с РУ ВВЭР-1000 (блок № 1 Ростовской АЭС): снижение электрической нагрузки энергоблока от 104 % до 20 %  $N_{ном}$  за 0,65 с с последующим восстановлением до 80 %  $N_{ном}$  за 6 с.

Исходное состояние – работа в стационарном состоянии при тепловой мощности реактора 3120 МВт ( $N_{пов}=104\% N_{ном}$ ), АРМР работает в режиме «Т», система регулирования турбины - в режиме «РМ».

Расход пара на турбину снижается со 100 до 20 % за 0,65 с, после чего увеличивается до 80 % за 6 с. По сигналу «Сброс нагрузки» открывается БРУ-К. АРМР, поддерживая давление пара в ГПК, перемещает ОР СУЗ вниз, в результате чего мощность реактора снижается, клапаны БРУ-К закрываются и достигается стабилизация параметров на новом уровне мощности.

Хронологическая последовательность событий для начала топливной кампании представлена в таблице 1.

Таблица 1 - Хронологическая последовательность событий в режиме

Время, с	Событие
0,0	Исходное состояние. Мощность реактора равна 100 % $N_{пов}$ . Начало снижения расхода пара на турбину до 20 %. Начало открытия БРУ-К
0,65	Расход пара на турбину 20 %. Начало увеличения расхода пара на турбину до 80 %
6,65	Расход пара на турбину 80 %
336,3	Закрытие клапанов БРУ-К
2000,0	Расход пара на турбину 80 %. Мощность реактора 82,3 % $N_{пов}$ . Давление пара в ГПК 6,10 МПа. Окончание расчета.

Графики изменения параметров реакторной установки представлены на рисунках 2 и 3.

В данном переходном режиме максимальное давление пара в ГПК достигает значения 6,81 МПа (давления здесь и далее - абсолютные). Уставка предупредительной защиты первого рода (ПЗ-1) – 6,96 МПа. Предел основной допустимой погрешности канала по измерению давления в ГПК составляет 0,1 МПа. Таким образом, запас до срабатывания ПЗ-1 по давлению в ГПК составляет 0,15 МПа. Расчет проводился с использованием расчетного кода ATHLET.

Таким образом, двойная погрешность измерения давления пара в ГПК составляет  $2 \cdot 0,1 = 0,2$  МПа. Это означает, что в рассматриваемом переходном режиме реальное давление в ГПК может достичь уставки срабатывания ПЗ-1 ( $6,81 + 2 \cdot 0,1 = 7,01$  МПа, что выше, чем 6,96 МПа).

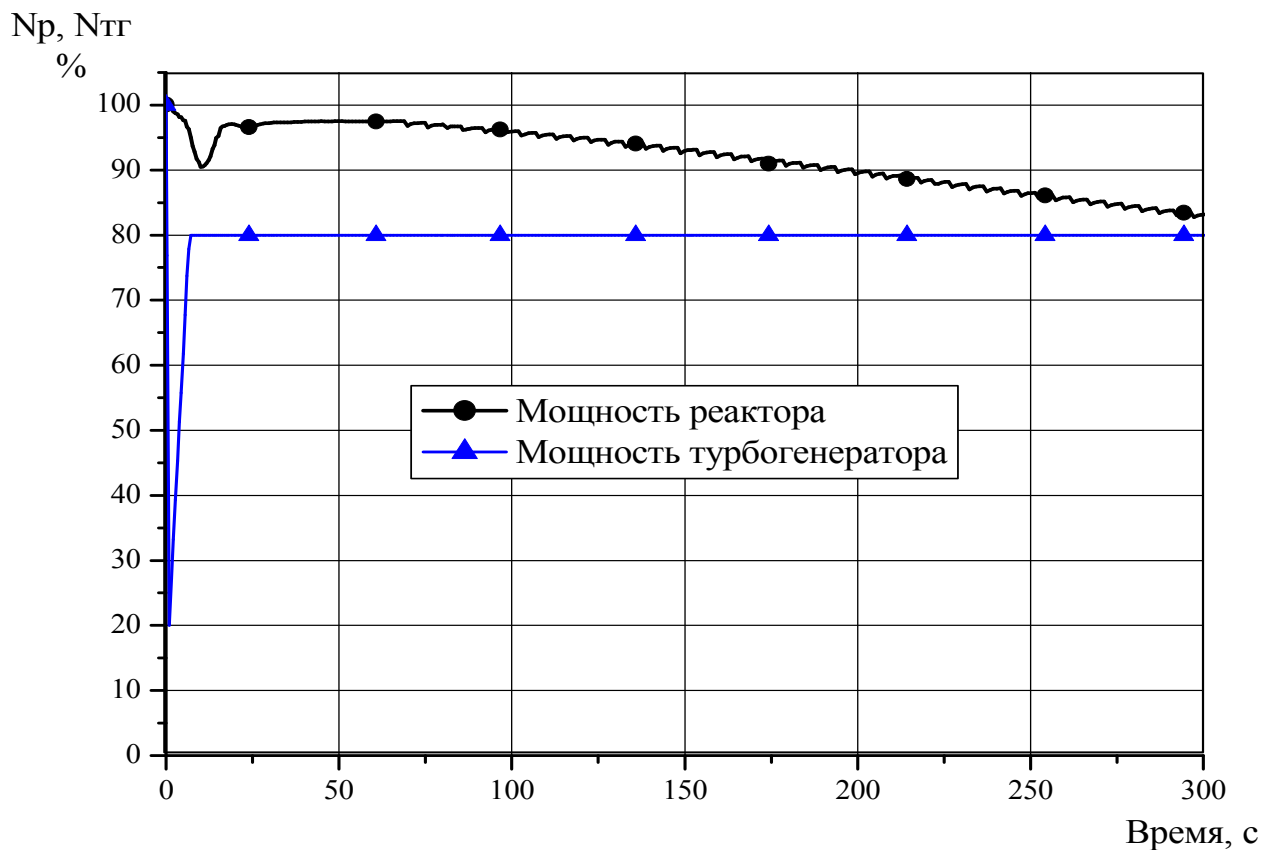


Рисунок 2 - Мощность реактора и расход пара на ТГ (начало кампании)

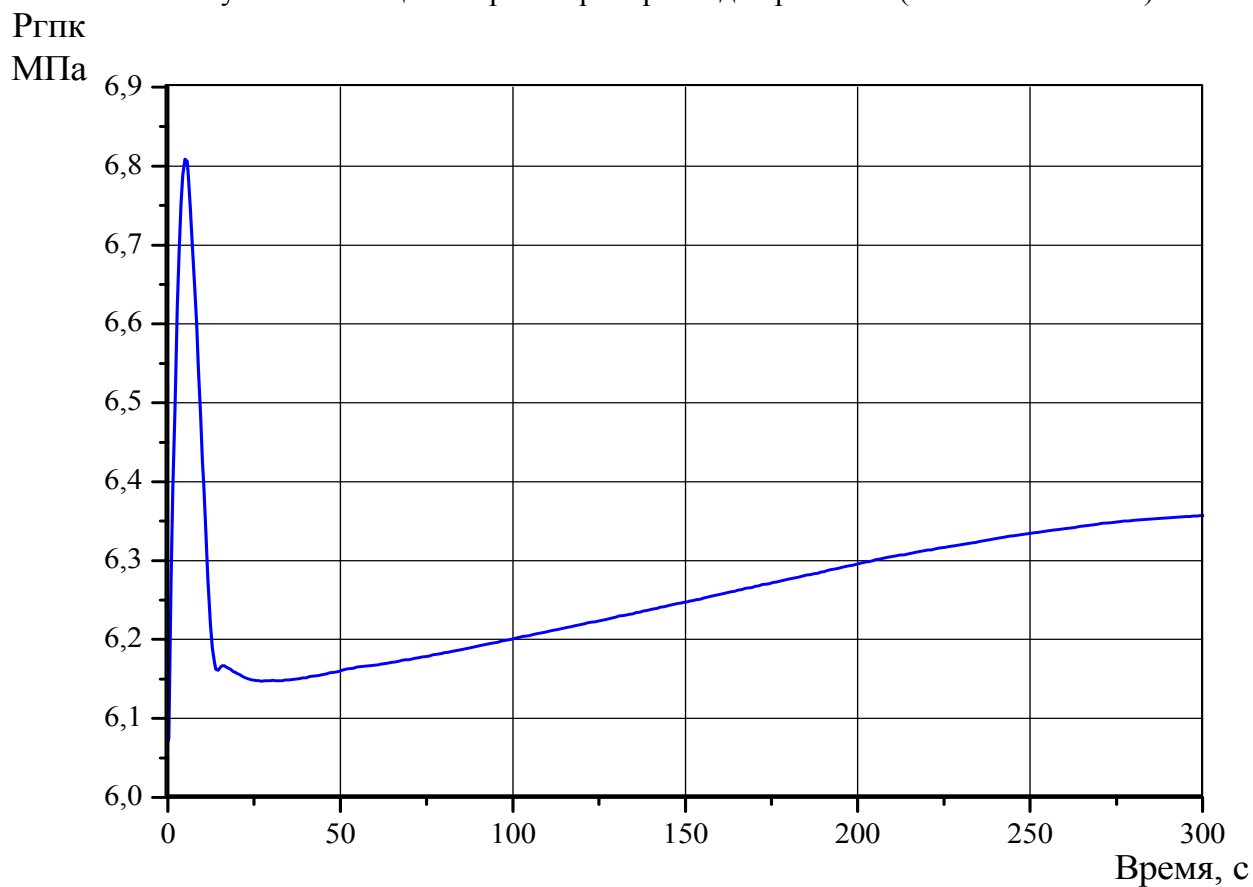


Рисунок 3 - Давление пара в ГПК (начало кампании)

Срабатывание ПЗ-1 в данном режиме примерно на пятой секунде от начала режима привело бы к отключению АРМР от управления ОР СУЗ и к последующему, по окончании действия ПЗ-1, включению АРМР в режим «Н» на поддержание текущей мощности реактора с запретом на автоматическое переключение АРМР в режим «Т». Запрет может быть снят только вручную оператором с пульта управления реактором. От момента окончания действия ПЗ-1 до момента снятия запрета оператором автоматический регулятор мощности реактора в режиме «Н» стабилизировал бы мощность реактора на некотором постоянном уровне ниже номинального, не обязательно соответствующем требуемой энергосистемой электрической нагрузке энергоблока. До ручного переключения АРМР в режим «Т» энергоблок был бы непланово выведен из режима автоматического поддержания заданной электрической нагрузки, что можно рассматривать как нарушение динамической устойчивости.

Учитывая малое время от начала режима до момента прекращения действия ПЗ-1 (10-15 с) имеется большая вероятность несвоевременного (позднего) снятия оператором запрета и ручного переключения АРМР в режим «Т», что приводит к неоптимальному протеканию режима. В данном и подобных быстропротекающих режимах желательно исключение ручных действий оператора.

В рассматриваемом режиме необходимость вмешательства оператора исключается увеличением уставки ПЗ-1 по давлению в ГПК на 0,1 МПа. В этом случае АРМР в течение всего переходного процесса будет оставаться в режиме «Т», автоматически изменяя мощность реактора вслед за изменением электрической нагрузки турбогенератора.

### 3. Пример анализа эксплуатационной устойчивости

В качестве примера рассмотрен режим «Неплановое отключение одного ГЦНА» РУ ВВЭР-1200 (АЭС-2006).

Исходное состояние РУ – стационарный режим работы на мощности 100 %  $N_{ном}$ . АРМР включен в режим «Т», регулятор турбины – в режим «РМ». Работают ГЦНА всех петель.

Отключается ГЦНА одной петли. Работает РОМ, разгружая реактор до уровня мощности 67 %  $N_{ном}$ . Система регулирования турбины переходит в режим «РД» и поддерживает давление пара во втором контуре. После окончания работы РОМ АРМР включается в режим «Н».

По результатам расчета выбирается скорость снижения уставки аварийной защиты «Увеличение мощности реактора при трех работающих ГЦНА с задержкой 1,4 с». С целью оценки требуемой скорости автоматического снижения уставки АЗ срабатывание АЗ по сигналу превышения данной уставки не моделируется.

Хронологическая последовательность событий для начала кампании представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Хронологическая последовательность событий в начале кампании

Время, с	Событие
0	Исходное состояние. Мощность реактора 100 % $N_{ном}$ , АРМР в режиме «Т», система регулирования турбины в режиме «РМ». Расход пара на ТГ 100 % от номинального. Давление в ГПК 6,8 МПа. Отключение ГЦНА первой петли. Начало работы РОМ

Продолжение таблицы 2

Время, с	Событие
1,4	Начало снижения уставки АЗ по мощности реактора со 107 до 74 % $N_{\text{НОМ}}$ со скоростью 0,5 % $N_{\text{НОМ}}/с$
19 - 29	Работа регулирующего клапана впрыска
58	Достижение мощностью реактора уставки АЗ
67	Максимальное превышение уставки АЗ на 2,7 % $N_{\text{НОМ}}$
67,4	Уставка АЗ по мощности реактора равна 74 % $N_{\text{НОМ}}$
96	Мощность реактора 67 % $N_{\text{НОМ}}$ . Прекращение работы РОМ. Переход АРМР в режим «Н»
2000	Мощность реактора 65,9% $N_{\text{НОМ}}$ . Расход пара на ТГ 57,4 % от номинального. Давление пара в ГПК 6,77 МПа. Окончание расчёта.

Графики изменения мощности реактора и уставок АЗ при скоростях снижения 0,5 и 0,25  $N_{\text{НОМ}}/с$  в режиме для начала и конца кампании представлены на рисунках 4 и 5.

По результатам расчета режима для преодоления данного режима без срабатывания АЗ рекомендуется скорость снижения уставки срабатывания АЗ «Увеличение мощности реактора при трех работающих ГЦНА с задержкой 1,4 с» принять равной 0,25 %  $N_{\text{НОМ}}/с$ .

При скорости снижения уставки АЗ 0,5 %  $N_{\text{НОМ}}/с$  критерий эксплуатационной устойчивости не выполняется, при скорости 0,25 %  $N_{\text{НОМ}}/с$  - выполняется.

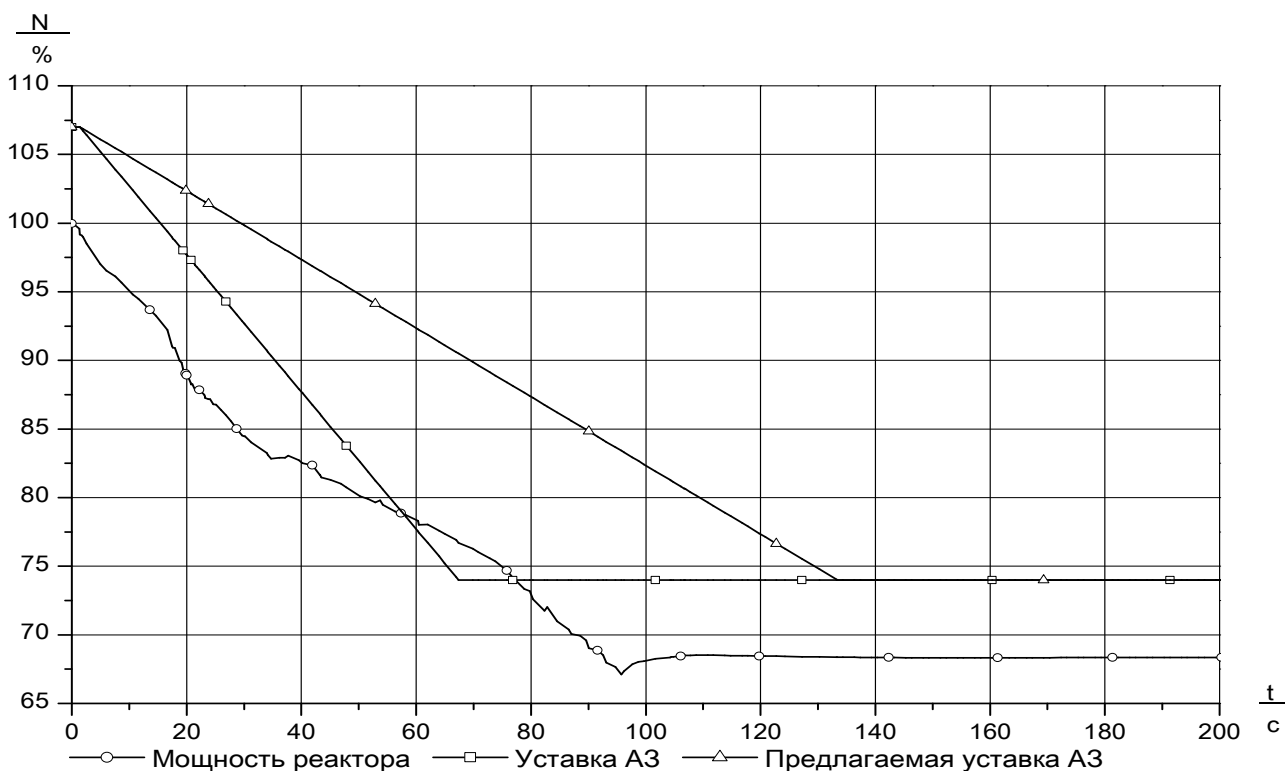


Рисунок 4 – Изменение мощности реактора и уставки АЗ в режиме в начале кампании

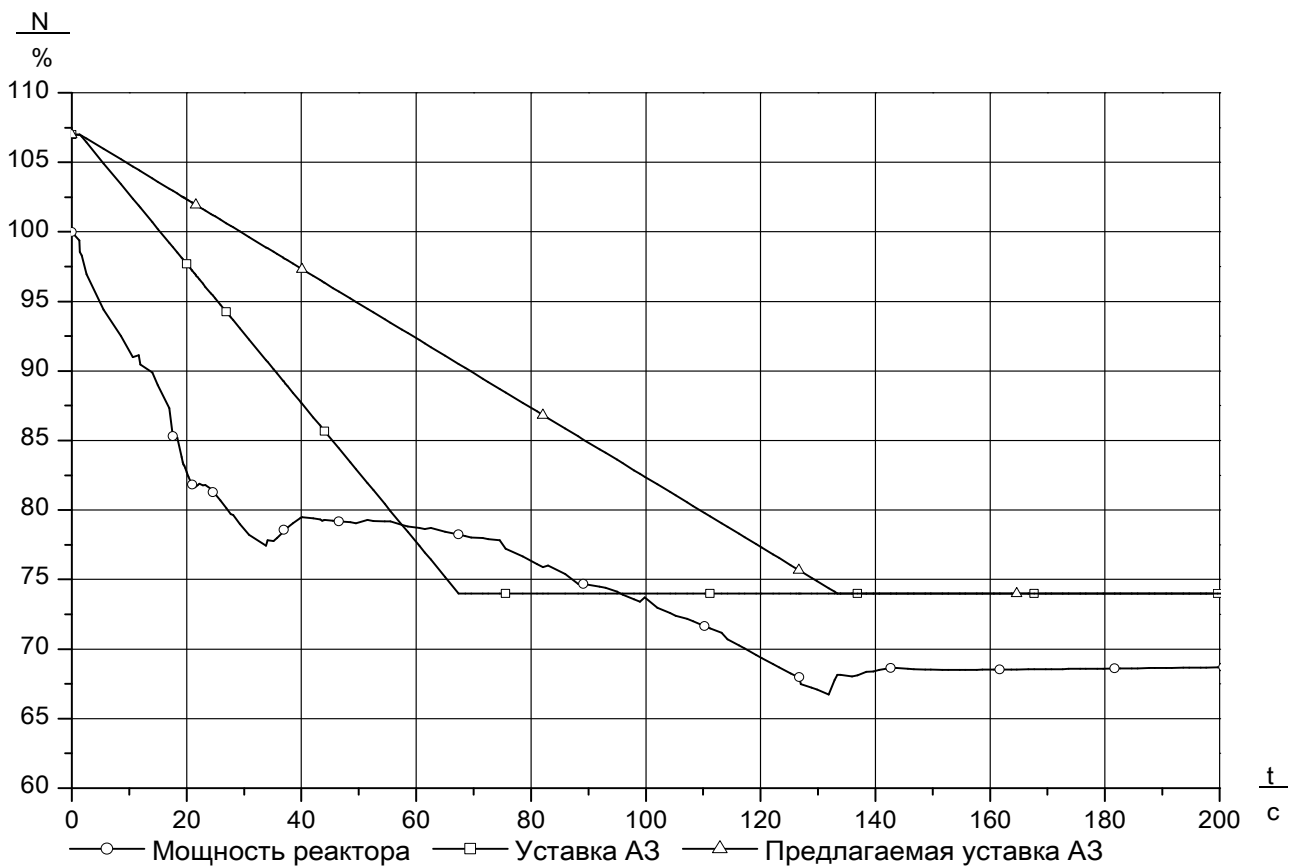


Рисунок 5 – Изменение мощности реактора и уставки АЗ в режиме в конце кампании

#### 4. Эксплуатационные пределы

Для упрощения описания границ динамической и эксплуатационной устойчивости РУ целесообразно в проектах РУ и эксплуатационной документации более чётко определять границы эксплуатационных пределов. Например, если в качестве эксплуатационных пределов по соответствующим параметрам принять значения, соответствующие эксплуатационным переходным режимам, то границей динамической устойчивости будут эксплуатационные пределы, а областью эксплуатационной устойчивости может быть область с превышением эксплуатационных пределов вплоть до уставок на срабатывание систем безопасности. Сказанное проиллюстрировано на рисунках 6 и 7, составленных на основе /1,2/.

На рисунках 6 и 7 пояснены связи между эксплуатационными пределами, уставками на срабатывание технологических защит и блокировок (ТЗБ) с работой систем автоматического регулирования (САР), уставками на срабатывание систем безопасности и пределами безопасной эксплуатации для режимов нормальной эксплуатации и нарушений нормальной эксплуатации.

На рисунках показаны области работы систем нормальной эксплуатации (работа САР, ТЗБ) и области работы систем безопасности (уставки на срабатывание систем безопасности, пределы безопасной эксплуатации, проектные пределы для аварий), соответствующие режимам 1-ой, 2-ой, 3-ей и 4-ой категорий по терминологии EUR.

При этом имеется в виду, что работа САР в режимах категории 1 не исключает работы САР в режимах других категорий, не являющихся для САР проектной основой.

На рисунке 7 показаны временные задержки, соответствующие работе ТЗБ и реализующиеся при обеспечении динамической (эксплуатационной) устойчивости.

Для всех проектов РУ ВВЭР-1000 эксплуатационные пределы установлены равными отклонениям параметров при работе систем автоматического регулирования (САР) по поддержанию заданного стационарного режима работы РУ и энергоблока. Фактически это эксплуатационные пределы, установленные в проекте для стационарных режимов.

В эксплуатационных переходных режимах при работе на энергетических уровнях мощности, включая маневренные режимы, параметры РУ выходят за эти пределы. Это означает, что эксплуатационные пределы должны быть установлены и для этих (нестационарных) режимов /1,2/.

Безусловно, что эксплуатационные пределы в таких переходных режимах выше (ниже) эксплуатационных пределов для стационарных режимов и не могут быть выше (ниже) уставок, достижение которых соответствует фактам нарушения нормальной эксплуатации в виде, например, отключения ГЦН или турбины, или приводят к срабатыванию систем безопасности.

Уставки, достижение которых соответствует фактам нарушения нормальной эксплуатации в виде отключения ГЦН или турбины, предусмотрены не по всем параметрам. Срабатывание систем безопасности возможно также не по всем параметрам. Например, по давлению в первом контуре не предусмотрены уставки отключения ГЦН или турбины, но есть уставки на срабатывание аварийной защиты.

Очевидно, что эксплуатационный предел должен быть не выше (не ниже) ближайшей к номинальному значению параметра уставки отключения ГЦН (отключение производится по уставкам УСБ), турбины или срабатывания систем безопасности, если, конечно, такие уставки есть. Поэтому в список параметров, по которым необходимо установление эксплуатационных пределов, должны входить, по крайней мере, параметры, по которым имеются уставки отключения ГЦН, турбины и срабатывания систем безопасности.

Эксплуатационные пределы должны устанавливаться также и для других параметров, если показано, что неизбежным следствием достижения ими каких-то значений в режимах нормальной эксплуатации является отключение ГЦН, турбины или срабатывание систем безопасности. Эксплуатационные пределы не должны быть выше (ниже) этих значений.

Фактически на действующих энергоблоках эксплуатационные пределы для нестационарных режимов неявно установлены в виде вышеупомянутых уставок отключения ГЦН, турбины, срабатывания систем безопасности, а также уставок технологических защит и блокировок. Определение этих пределов в явном виде (в виде перечня параметров с соответствующими значениями эксплуатационных пределов) позволит систематизировать применение принципа глубокоэшелонированной защиты на уровнях 1 и 2 в части эксплуатационных пределов при проектировании и эксплуатации РУ и АЭС.

Изучение возможности расширения эксплуатационных пределов необходимо и для использования температурного регулирования и для расширенного использования свойства температурного саморегулирования мощности РУ в маневренных режимах, например, в режимах первичного регулирования частоты тока в энергосистеме.

Целесообразно установить эксплуатационные пределы как критерии динамической устойчивости, взяв за основу значения уставок на срабатывание управляющих систем безопасности, уменьшая (увеличивая) их на величину не менее удвоенной погрешности измерения (определения) соответствующего параметра.

## **5. Заключение**

1. Однозначное понимание взаимосвязи пределов и условий эксплуатации с проектными основами АСУТП, систем нормальной эксплуатации и действиями оперативного персонала при необходимости ликвидации отклонений от нормальной эксплуатации способствует предотвращению несоответствий между проектной и эксплуатационной документацией в этой части, что исключает возможность снижения коэффициента использования установленной мощности при требуемых изменениях мощности энергоблоков.

2. Авторы данного доклада ставили перед собой задачу способствовать достижению этой однозначности при определении и обосновании эксплуатационных пределов с

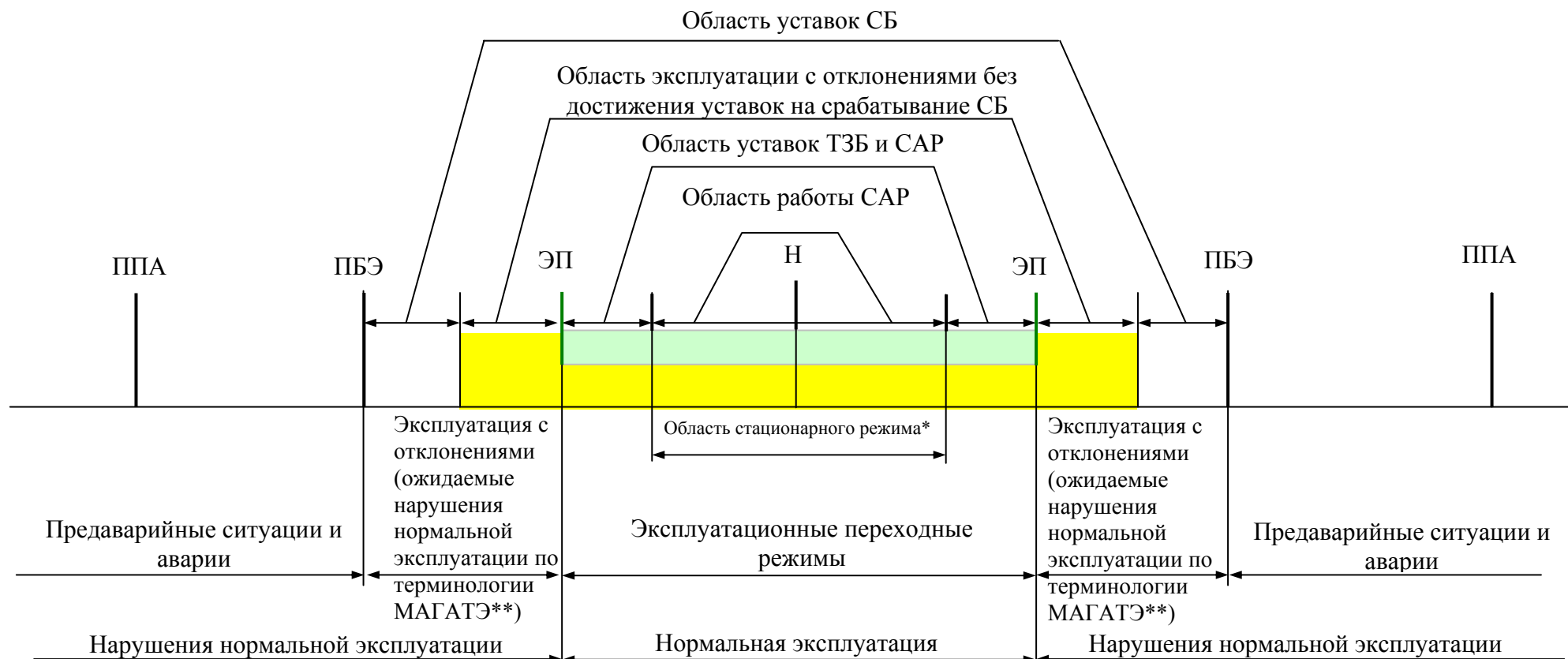


рекомендацией метода их определения и обоснования на основе анализов динамической (эксплуатационной) устойчивости РУ ВВЭР в режимах маневрирования мощностью и при ликвидации отклонений от нормальной эксплуатации и предложили применять понятие «эксплуатационная устойчивость» при эксплуатации с отклонениями, в которой превышаются эксплуатационные пределы, но не достигаются уставки на срабатывание УСБ и пределы безопасной эксплуатации.

#### **Список литературы**

1 Комментарий к общим положениям обеспечения безопасности атомных станций ОПБ-88/97, Труды НТЦ ЯРБ, 2004.

2 Пределы и условия для эксплуатации и эксплуатационные процедуры для атомных электростанций, Руководство по безопасности, № NS-G-2.2, МАГАТЭ, Вена, 2004.



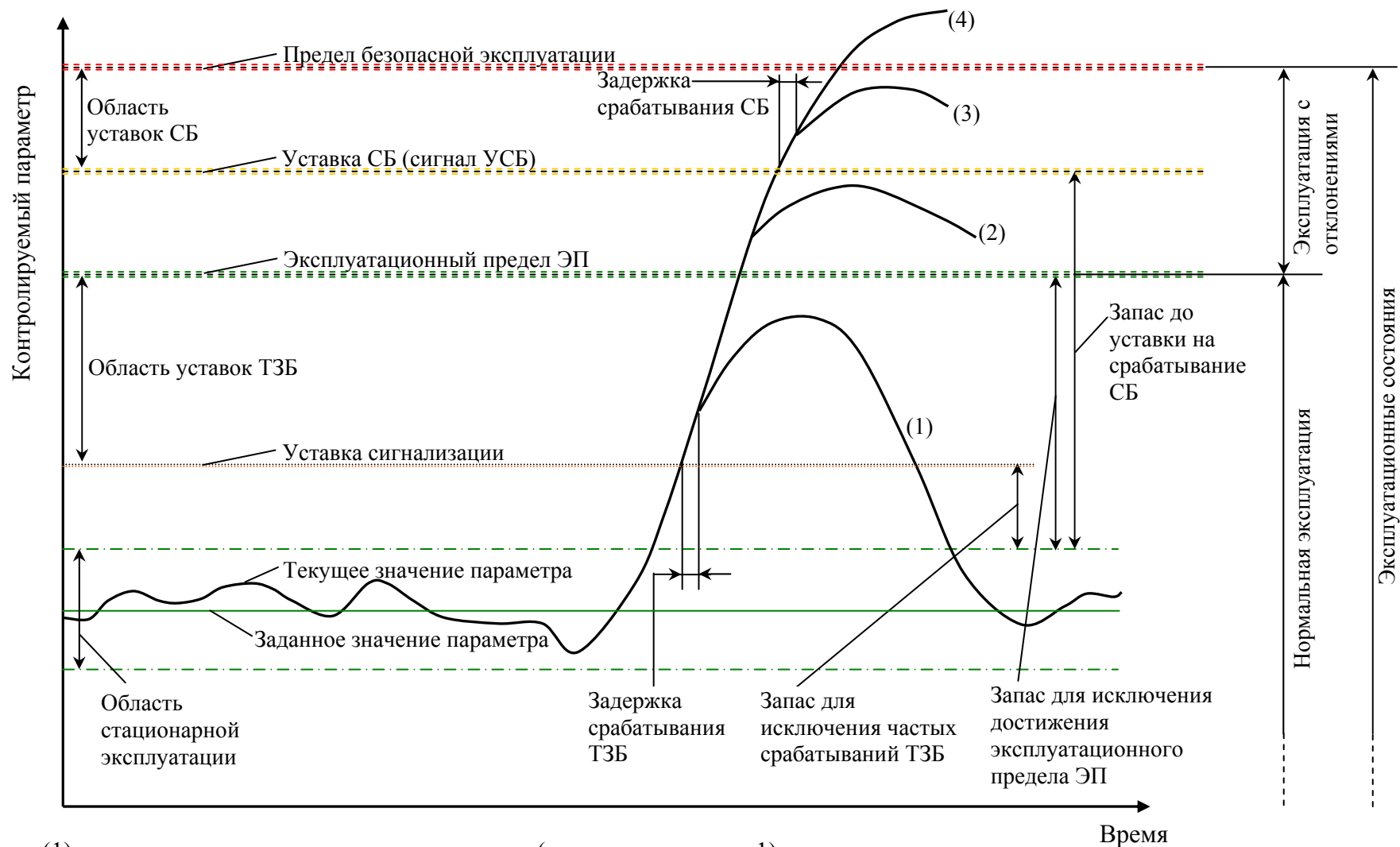
Н – номинальный режим; САР – системы автоматического регулирования; ТЗБ – технологические защиты и блокировки (для нормальной эксплуатации); СБ – системы безопасности; ПБЭ – пределы безопасной эксплуатации; ППА – проектные пределы для аварий;

ЭП - эксплуатационные пределы в области параметров эксплуатационных переходных режимов.

\*- Стационарный режим – режим работы на заданном (постоянном) уровне мощности с отклонениями параметров от номинальных значений, соответствующими работе САР.

\*\* - Термин МАГАТЭ из Руководства №NS-G-2.2 «Пределы и условия для эксплуатации и эксплуатационные процедуры для АЭС», 2004.

Рисунок 6 - Шкала проектных пределов для состояний РУ и АЭС при работе на энергетических уровнях мощности



- (1) – эксплуатационные переходные режимы (режимы категории 1)  
 (2) – режимы эксплуатации с отклонениями без достижения уставок на срабатывание СБ (режимы категории 2)  
 (3) – предаварийные ситуации без превышения предела безопасной эксплуатации (режимы категории 2)  
 (4) – предаварийные ситуации и аварии с превышением предела безопасной эксплуатации (режимы категорий 3 и 4)

Рисунок 7 - Проектные пределы и параметры переходного процесса