

К ВОПРОСУ ДИНАМИЧЕСКОЙ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГБЛОКОВ АЭС С ВВЭР-1200

Гусев И.Н.¹, Смородинов Д.С.¹, Казаков К.В.², Жуденков В.В.², Мамонтов Г.А.²

¹ Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»
396071, Воронежская обл., г. Нововоронеж, Промышленная зона Южная, 1

² АО «Всероссийский Научно-исследовательский институт по эксплуатации атомных электростанций»
109507, г. Москва, Ферганская ул., 25



Опыт эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР-1200 показывает, что в переходных эксплуатационных режимах возможно значительное отклонение технологических параметров первого и второго контуров от условий нормальной эксплуатации, изменение режимов работы оборудования и систем автоматического управления технологическими процессами, что приводит к снижению запасов до срабатывания защит на отключение основного оборудования. При наложении дополнительных к исходному событию отказов оборудования возможно излишнее срабатывание систем безопасности с последующим нарушением эксплуатационных пределов, отключением энергоблока от сети, срабатыванием аварийной защиты.

Рассматриваются постановочные вопросы повышения динамической устойчивости энергоблоков АЭС с ВВЭР-1200 в проектных переходных режимах нормальной эксплуатации и нарушения условий нормальной эксплуатации. Вводится понятие динамической и эксплуатационной устойчивости энергоблоков АЭС, рассматриваются основные подходы и положения методологии анализа динамической и эксплуатационной устойчивости энергоблока. Рассматриваются предварительные технические предложения, направленные на повышение динамической и эксплуатационной устойчивости энергоблоков № 6 и № 7 Нововоронежской АЭС на примерах совершенствования алгоритмов управления технологическими процессами отдельных систем и элементов первого и второго контуров.

Результаты расчетных анализов с обоснованием конкретных предложений по модернизации алгоритмов управления технологическими процессами АЭС с ВВЭР-1200 будут включены во вторую часть публикаций по данной теме.

Ключевые слова: динамическая устойчивость, эксплуатационная устойчивость, ВВЭР-1200, переходные процессы, нормальная эксплуатация.

© Гусев И.Н., Смородинов Д.С., Казаков К.В., Жуденков В.В., Мамонтов Г.А., 2024

Для цитирования: Гусев И.Н., Смородинов Д.С., Казаков К.В., Жуденков В.В., Мамонтов Г.А. К вопросу динамической и эксплуатационной устойчивости энергоблоков АЭС с ВВЭР-1200. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2024. – № 1. – С. 18–27. DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2024.1.02>

В связи с вводом в эксплуатацию новых энергоблоков АЭС с ВВЭР-1200 поколения 3+ с повышенной мощностью единичного устанавливаемого оборудования приобретает актуальность задача обеспечения безопасной, надежной и устойчивой работы как отдельных систем и элементов, так и энергоблока АЭС в целом.

Безопасная и надежная выработка электроэнергии энергоблоком АЭС во многом зависит от его способности обеспечивать график несения нагрузки или переход на пониженный уровень мощности в динамических (переходных) режимах нормальной эксплуатации (НЭ) и нарушений нормальной эксплуатации (ННЭ) без превышения эксплуатационных пределов (ЭП), дополнительных отключений оборудования и срабатывания систем безопасности (СБ).

В связи с этим важное значение имеет определение терминов и понятий динамической устойчивости энергоблока АЭС в эксплуатационных переходных процессах.

Основные методические подходы к анализу динамической устойчивости реакторной установки с реактором типа ВВЭР как составной части энергоблока атомной станции и определение понятия динамической устойчивости РУ ВВЭР приведены в работе [1].

Определение динамической устойчивости энергоблока АЭС в целом является более широким понятием, которое отражает особенности протекания основных технологических процессов в первом и втором контурах во взаимосвязи этих процессов [2–4].

Например, современные энергоблоки АЭС дают возможность работы в маневренных режимах несения нагрузки, которые входят в состав эксплуатационных переходных режимов при нормальной эксплуатации. К переходным относятся режимы первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в энергосистеме, режимы суточного регулирования мощности энергоблока, режимы ограничения мощности, импульсной разгрузки с последующим восстановлением нагрузки по командам от противоаварийной автоматики энергосистемы. Реализацию этих эксплуатационных переходных режимов без превышения ЭП и дополнительных отключений оборудования следует понимать под динамической устойчивостью энергоблока при НЭ. Очевидно, что для таких режимов границами области динамической устойчивости будут эксплуатационные пределы.

В случае, когда переходный процесс является следствием нарушения ЭП и (или) условий эксплуатации, т.е. нарушения нормальной эксплуатации, и целью управления является перевод энергоблока на другой (более низкий) разрешенный уровень мощности, можно говорить о динамической устойчивости энергоблока при ННЭ. Это понятие соответствует терминологии «эксплуатационная устойчивость», предложенной ОКБ «Гидропресс» [1]. Такие режимы ННЭ возникают, как правило, при отключении основного оборудования энергоблока или отказах в работе систем автоматического регулирования (САР). В этом случае под эксплуатационной устойчивостью энергоблока следует понимать отсутствие срабатываний систем безопасности с возможным превышением ЭП, но без превышения ПБЭ при эксплуатации с отклонениями [5]. Границами области эксплуатационной устойчивости энергоблока при ННЭ следует считать уставки срабатывания систем безопасности.

Таким образом, можно сформулировать следующие определения динамической и эксплуатационной устойчивости энергоблока АЭС.

Динамическая устойчивость – это свойство энергоблока обеспечивать протекание переходных технологических процессов, предусмотренных в проекте при ННЭ, без достижения условий срабатывания систем безопасности, аварийной защиты реактора и (или) вынужденного снижения нагрузки энергоблока.

Эксплуатационная устойчивость – это свойство энергоблока обеспечивать протекание технологических процессов при нормальной эксплуатации и эксплуатации с отклонениями без достижения пределов безопасной эксплуатации.

Методология анализа динамической и эксплуатационной устойчивости энергоблока АЭС базируется на реалистичном рассмотрении технологических процессов без учета консервативных допущений отклонения основных параметров.

Критерии оценки динамической и эксплуатационной устойчивости энергоблока АЭС принимаются на основании как качественных показателей – недостижение условий срабатывания технологических защит и блокировок (ТЗиБ), так и количественных показателей – обеспечение запасов до их срабатывания. Запас до срабатывания ТЗиБ принимается с учетом погрешности измерения контролируемого параметра.

Методология на основании понятий динамической и эксплуатационной устойчивости энергоблока АЭС имеет важное практическое применение для выбора и расчетного обоснования пределов и условий эксплуатации, установления их связи с автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУТП).

На рисунке 1 приведена шкала проектных пределов, принимаемая в соответствии с нормативными требованиями [5], и показано соотношение эксплуатационных пределов и пределов безопасной эксплуатации.

На рисунке в качестве примера отмечена область изменения технологических параметров, для которой выполняются требования по эксплуатационной устойчивости энергоблока в переходных режимах с ННЭ. Очевидно, что в области эксплуатационной устойчивости должны находиться уставки защит основного оборудования энергоблока, уставки срабатывания предупредительной защиты реактора, а также критерии для начала действий оперативного персонала.

Показанные на рисунке общие принципы определения границ эксплуатационных пределов соответствуют рекомендациям МАГАТЭ [6].

Следует отметить, что в проекте АЭС с ВВЭР-1200 по ряду параметров установлены эксплуатационные пределы как для переходных, так и стационарных режимов.

Кроме того часто уставка предупредительной сигнализации отклонения параметра от стационарного состояния равна или выше значения ЭП, а область уставок САР и ТЗиБ практически всегда шире стационарного диапазона параметра.

Очевидное противоречие наблюдается при выполнении требования об останове реакторной установки (РУ) при нарушении ЭП в стационарном режиме [7], когда разгрузка РУ приводит к переходному режиму, для которого область нормальной эксплуатации расширена и формально нарушения ЭП не происходит.

Например, ЭП по давлению в первом контуре установлен $16,2 \pm 0,2$ МПа (абс.) в стационарном режиме, однако в переходном режиме диапазон ЭП расширяется от 15,6 до 16,9 МПа.

Проектная сигнализация системы компенсации давления срабатывает при давлении в КД менее 15,7 МПа и состоянии регулятора впрыска «Дистанция»:

- проходит предупредительный звуковой сигнал;
- загорается индикация на панели 10CWG02 табло « $P_{ном} \pm 0,3$ МПа».



Рис. 1. Шкала проектных пределов: Н – номинальный режим; ТЗБ НЭ – технологические защиты и блокировки в области нормальной эксплуатации; ЭП – эксплуатационные пределы; СБ – системы безопасности; ПБЭ – пределы безопасной эксплуатации; ПС – предаварийные ситуации; ППА – проектные пределы для аварий

Проектный алгоритм регулирования давления первого контура работает следующим образом:

- при понижении давления менее 15,9 МПа происходит подключение регулирующей подгруппы и рабочей подгруппы первой группы трубчатых электронагревателей (ТЭН) компенсатора давления (КД);
- при понижении давления менее 15,8 МПа происходит включение второй группы ТЭН КД;
- при понижении давления менее 15,7 МПа происходит включение третьей и четвертой групп ТЭН КД;
- при увеличении давления первого контура до 16,5 МПа открывается регулятор впрыска в КД;
- при давлении более 16,9 МПа происходит открытие клапана впрыска по защитной команде.

Таким образом, ЭП по давлению в первом контуре $16,2 \pm 0,2$ МПа не только не учитывает работу системы регулирования давления при НЭ, но и не имеет предупредительной сигнализации и по существу не является границей области нормальной эксплуатации.

Подобные рассуждения будут справедливы и для ЭП по давлению пара на выходе из парового коллектора ПГ $7,0 \pm 0,05$ МПа (абс.), уровню в компенсаторе давления ± 150 мм от заданного значения, уровню в парогенераторе (ПГ) ± 50 мм от номинального значения.

В связи с этим было бы правильным ограничить область стационарного режима уставками технологической сигнализации на блочном пункте управления, которая предусмо-

трена проектом в АСУТП ВВЭР-1200. При таком подходе оператор будет однозначно информирован об отклонении от стационарного режима и сможет выполнить опережающие действия или контролировать работу САР.

Для решения задачи повышения надежности эксплуатации представляется целесообразным применение методологии динамической и эксплуатационной устойчивости с целью совершенствования и модернизации проектных алгоритмов управления энергоблоками с ВВЭР-1200.

В рамках решения этой задачи должны быть обоснованы эксплуатационные пределы по параметрам, изменение которых приводит к отключению основного оборудования, разгрузке энергоблока, срабатыванию СБ. Кроме того необходимо оценить запасы до уставок защит для возможности выполнения действий оперативного персонала и предотвращения неблагоприятного развития переходного процесса. Также следует определить действия персонала при нарушении ЭП с предоставлением однозначной и четкой информации о нарушении и, как следствие, необходимости этих действий. Условия достижения ЭП должны сопровождаться предупредительной световой и звуковой сигнализацией на панелях блочного пункта управления энергоблока АЭС.

Опыт эксплуатации энергоблоков Нововоронежской АЭС (НВАЭС) с ВВЭР-1200 поколения 3+ показывает, что в переходных режимах НЭ и ННЭ работа оборудования отдельных систем, таких как автоматическая разгрузка энергоблока, система подпитки-продувки первого контура, питательной воды, основного конденсата, циркуляционной воды, сопровождается значительным отклонением параметров от условий НЭ, что не обеспечивает достаточных запасов по динамической и эксплуатационной устойчивости энергоблока. При наложении дополнительных к исходному событию отказов оборудования возможно излишнее срабатывание СБ с последующим нарушением ЭП, отключением энергоблока от сети, срабатыванием аварийной защиты.

Таким образом, для энергоблоков с ВВЭР-1200 поколения 3+ очевидна актуальность работ по обоснованию изменений проектных алгоритмов САР, ТЗИБ, ЭП и уставок срабатывания управляющих систем безопасности, а также способов разгрузки энергоблока для обеспечения его устойчивости в динамических режимах.

Инструментом для анализа динамических режимов на энергоблоке АЭС и подтверждения правильности предлагаемых корректировок проектных алгоритмов или изменений проектных технологических решений должны быть современные верифицированные расчетные коды и модели.

В связи с этим НВАЭС инициировано выполнение НИОКР по теме «Комплексный анализ режимов с отключением основного оборудования первого и второго контуров и разработка рекомендаций по повышению динамической устойчивости энергоблоков АЭС с ВВЭР-1200 и ВВЭР-ТОИ» в период 2023 – 2024 гг. Ответственным исполнителем работ является АО «ВНИИАЭС», результаты работ направляются на согласование в АО «Атомэнергoproект» и АО ОКБ «ГИДРОПРЕСС».

При проведении расчетного анализа в качестве основного кода используется разработанный в АО «ВНИИАЭС» программно-технический комплекс «Виртуально-цифровая АЭС с ВВЭР» [8], результаты расчетов сравниваются с данными эксплуатации на этапах опытно-промышленной и промышленной эксплуатации энергоблока № 1 НВАЭС-2.

В рамках анализа динамической устойчивости энергоблока с АЭС ВВЭР-1200 при НЭ рассматриваются технологические процессы в первом и втором контурах в режимах с частичным снижением нагрузки энергоблока на 600, 360 и 240 МВт с целью изменения

значения уставки перехода автоматического регулятора мощности (АРМ) из режима «Н» в режим «Т» при повышении давления во втором контуре. Анализ проводится в связи с отсутствием автоматического перехода АРМ из режима «Н» в режим «Т» по повышению давления в главном паровом коллекторе вследствие недостижения уставки более 0,25 МПа от номинального при испытаниях режимов частичного изменения мощности с разгрузкой энергоблоков № 1, 2 НВАЭС-2 в период освоения мощности 75 и 100% $N_{ном}$.

Для анализа эксплуатационной устойчивости энергоблока с ВВЭР-1200 при ННЭ выбраны проектные алгоритмы, возникающие при нарушении нормальной эксплуатации с отключением основного оборудования.

Рассматриваются следующие режимы ННЭ.

1. Отключение конденсатных насосов – одного конденсатного электронасоса КЭН первой ступени или одного КЭН второй ступени с невключением резервного насоса. В соответствии с проектом в данном режиме предусмотрена разгрузка реактора до 50% $N_{ном}$ действием устройства разгрузки и ограничения мощности (РОМ). При разгрузке с номинального уровня мощности с рабочей скоростью движения органов регулирования системы управления и защиты (ОР СУЗ) возможно неблагоприятное развитие данного переходного процесса вплоть до срабатывания системы аварийного останова реактора. С целью повышения динамической устойчивости энергоблока предлагается в данном режиме предусмотреть разгрузку реактора действием ускоренной предупредительной защиты (УПЗ).

2. Отключение двух циркуляционных насосов одной конденсаторной группы. В соответствии с проектом в данном режиме требуется отключение турбины действием оперативного персонала. Результаты анализа протекания переходных процессов показывают, что отсутствие в данном режиме автоматического отключения турбины может привести к неблагоприятному развитию переходного процесса с опасностью повреждения турбоагрегата или отключению турбины защитой со срывом вакуума с последующим срабатыванием аварийной защиты реактора. С целью повышения динамической устойчивости энергоблока предлагается в данном режиме предусмотреть автоматическое отключение турбины без срыва вакуума.

3. Отключение турбины закрытием стопорных клапанов с запретом работы клапанов быстродействующей редуцирующей установки со сбросом пара в конденсатор турбины (БРУ-К). В соответствии с проектом в данном режиме предусмотрена разгрузка реактора действием УПЗ с последующей дополнительной разгрузкой реактора до 40% $N_{ном}$ действием РОМ. Запрет работы БРУ-К приводит к открытию клапанов быстродействующей редуцирующей установки со сбросом пара в атмосферу (БРУ-А) при росте давления в ПГ до 7,7 МПа. При мощности энергоблока более 50% $N_{ном}$ эффективность разгрузки реактора действием РОМ и (или) УПЗ в совокупности с работой БРУ-А не обеспечивают ограничение роста давления в паропроводах ПГ, в результате чего достигается уставка аварийной защиты реактора. Предлагается рассмотреть возможность опережающего открытия БРУ-А по сигналу отключения турбины и запретом работы БРУ-К.

4. Отключение одного циркуляционного насоса из четырех работающих. В соответствии с проектом при отключении одного из четырех работающих циркуляционных насосов предусмотрена автоматическая разгрузка реактора действием РОМ до уровня мощности 80% $N_{ном}$. Анализ результатов динамических испытаний показывает, что в режимах с отключением циркуляционных насосов основным фактором, оказывающим влияние на динамическую устойчивость энергоблока, является повышение давления (ухудшение вакуума)

в конденсаторах турбины. На основании анализа опыта эксплуатации установлено, что при снижении расхода охлаждающей воды в переходных процессах возможно снижение запаса по вакууму в конденсаторах вплоть до достижения уставки на отключение турбины с запретом работы БРУ-К с последующим повышением давления в парогенераторах до уставки открытия БРУ-А и срабатывания аварийной защиты реактора. С целью повышения динамической устойчивости энергоблока и обеспечения запасов по вакууму в конденсаторах турбины предлагается в случае отключения одного из четырех работающих циркуляционных насосов рассмотреть возможность автоматической разгрузки реактора до уровня мощности $60\% N_{ном}$.

5. В соответствии с проектом повышение давления в конденсаторах турбины более 20 кПа приводит к останову турбины без срыва вакуума. Отключение водокольцевых вакуумных насосов, снижение расхода основной охлаждающей воды особенно в летний период приводят к росту давления в конденсаторе турбины, в результате чего достигается уставка отключения турбины по вакууму более 20 кПа. Предлагается реализовать автоматическую разгрузку энергоблока.

6. В соответствии с проектом при повышении уровня воды в парогенераторе на «+200» мм от номинального значения производится автоматическое отключение соответствующего главного циркуляционного насоса (ГЦНА), при дальнейшем повышении уровня в ПГ производится автоматическое отключение турбины. Защитная функция отключения турбины по повышению уровня котловой воды в ПГ заключается в предотвращении поступления на турбину пара с повышенной влажностью. Следует учитывать, что при отключении ГЦНА существенно снижается парообразование соответствующего парогенератора и, соответственно, вероятность поступления на турбину пара с повышенной влажностью. В связи с этим предлагается рассмотреть возможность корректировки уставок ТЗИБ по повышению уровня воды в ПГ.

7. В соответствии с проектом при понижении давления на всасе подпиточно-го насоса системы подпитки-продувки первого контура системы КВА до значения менее 0,02 МПа предусмотрено автоматическое отключение насоса. Вследствие отключения насоса и неуспешном выполнении системой КВА функции поддержания уровня в компенсаторе давления возможно ложное срабатывание проектного алгоритма защиты «Течь первого контура во второй контур». Предлагается для предотвращения отключения насосов КВА разработать предложения по корректировке алгоритмов управления системы КВА.

В качестве критерия успешности расчетного анализа принимается условие недостижения в переходных процессах уставок срабатывания аварийной защиты реактора, включения в работу систем безопасности, а также уставок на срабатывание технологических защит, приводящих к отключению энергоблока от сети или снижению нагрузки.

При оценке выполнения критериев динамической и эксплуатационной устойчивости (запасов до уставок срабатывания СБ и (или) отключения оборудования) учитывается погрешность датчиков КИП, включая измерительные каналы, а также при необходимости методическая погрешность по результатам сравнения расчетных данных и данных эксплуатации.

Исследования эксплуатационных переходных режимов с применением методологии динамической и эксплуатационной устойчивости направлены на повышение безопасности и надежности эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР-1200.

Реализация результатов исследований динамической и эксплуатационной устойчивости энергоблоков № 1, 2 НВАЭС-2 способствует повышению технико-экономических пока-

зателей эксплуатации за счет сокращения времени простоя или работы на пониженном уровне мощности вследствие излишнего срабатывания алгоритмов САР, ТЗиБ, УСБ.

Литература

1. Камнев В.Н., Подшибякин А.К., Подшибякин М.А., Коноплев Н.П. Методология и результаты анализов динамической устойчивости РУ ВВЭР. / Сборник трудов VII Международной научно-технической конференции «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР», Подольск, 2011. Электронный ресурс: <http://www.gidropress.podolsk.ru/files/proceedings/mntk2011/documents/mntk2011-114.pdf> (дата доступа 12.04.2023).
2. Казаков В.А., Жуденков В.В., Казаков К.В., Поваров В.П., Витковский И.Л. Повышение динамической устойчивости энергоблоков АЭС с реактором ВВЭР-1000. // Теплоэнергетика. – 2014. – Т. 61. – № 1. С. 47–53.
3. Гусев И.Н., Казанский В.Р., Витковский И.Л. Динамическая устойчивость энергоблока с ВВЭР-1200. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2017. – № 3. С. 22–32; DOI: <https://doi.org/10/26583/pre.2017.3.02>
4. Гусев И.Н., Воробьев А.П., Козловский М.Н., Падун С.П. Моделирование режима с отключением двух питательных электронасосов без включения резервного на энергоблоках Нововоронежской АЭС-2. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2021. – № 2. – С. 16–26. DOI: <https://doi.org/10.26583/pre.2021.2.02>
5. НП-001-15. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. – М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2015. – 74 с.
6. SSG-70. Пределы и условия эксплуатации и эксплуатационные процедуры для атомных электростанций. – Вена: МАГАТЭ, 2022.
7. НП-082-07. Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций. – М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2007. – 26 с.
8. Виртуально-цифровая АЭС с ВВЭР. – АО «Концерн Росэнергоатом». Электронный ресурс: <https://www.rosenergoatom.ru/about/programmnye-produkty/virtualno-tsifrovaya-aes-s-vver/> (дата доступа 12.04.2023).

Поступила в редакцию 01.09.2023

Авторы

Гусев Игорь Николаевич, заместитель главного инженера,

E-mail: GusevIN@nvpp1.rosenergoatom.ru

Смородинов Дмитрий Станиславович, начальник смены станции,

E-mail: SmorodinovDS@nvpp1.rosenergoatom.ru

Казаков Кирилл Владимирович, руководитель департамента,

E-mail: KVKazakov@vniiaes.ru

Жуденков Владимир Васильевич, начальник отдела,

E-mail: VVZhudenkov@vniiaes.ru

Мамонтов Герман Алексеевич, главный научный сотрудник,

E-mail: GAMamontov@vniiaes.ru

UDC 621.039.566

On Dynamic and Operational Stability of NPP Power Units with VVER-1200

Gusev I.N.¹, Smorodinov D.S.¹, Kazakov K.V.², Zhudnikov V.V.², Mamontov G.A.²

¹ Novovoronezh Nuclear Power Plant (a branch of JSC Rosenergoatom)

1 Promyshlennaya zona Yuzhnaya, Novovoronezh, Voronezh reg., 396071, Russia

² Russian Research and Development Institute for Nuclear Power Plant Operation, Joint-Stock Company (VNIIAES JSC)

25 Ferganskaya Str., Moscow, 109507, Russia

Abstract

The operating experience of NPP power units with VVER-1200 provides evidence of a possible significant deviation of technological parameters of primary and secondary circuits in transient operating modes from normal operating conditions. Changes in the operating modes of equipment and automatic process control systems in transient operating modes of the mentioned power unit also proved to be possible. These events may lower the margins which trigger the main equipment shutdown. If additional equipment failures coincide with the initial event, it is possible that safety systems may be triggered unnecessarily, followed by a violation of operational limits, disconnection of the power unit from the network, and triggering of scram.

The article, as the first part of a publication on this topic, covers formulation issues of increasing the dynamic stability of NPP power units with VVER-1200, both within projected transient modes of normal operation, and a violation of normal operating conditions. The concept of dynamic and operational stability of NPP power units is introduced. The article also discussed the main approaches and provisions of the methodology for analyzing the dynamic and operational stability of a power unit. Preliminary technical proposals aimed at improving the dynamic and operational stability of power units No. 6 and No. 7 of the Novovoronezh NPP are considered in the article. These proposals are based on the examples of improving the process control algorithms of individual systems and elements of the primary and secondary circuits.

The results of computational analyzes with substantiation of specific proposals for modernizing process control algorithms for NPPs with VVER-1200 will be included in the second part of publications on this topic.

Key words: dynamic stability, operational stability, VVER-1200, transients, normal operation.

For citation: Gusev I.N., Smorodinov D.S., Kazakov K.V., Zhudnikov V.V., Mamontov G.A. On Dynamic and Operational Stability of NPP Power Units with VVER-1200. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2024, no. 1, pp. 18–27; DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2024.1.02> (in Russian).

References

1. Kamnev V.N., Podshibyakin A.K., Podshibyakin M.A., Konoplev N.P. *Methodology and results of VVER reactor unit dynamical stability analysis. Proc. of the VIIth International Scientific and Technical Conference «Ensuring the Safety of NPP with VVER»*, Podolsk, 2011. Available at: <http://www.gidropressa.podolsk.ru/files/proceedings/mntk2011/documents/mntk2011-114.pdf> (accessed Apr. 12, 2023) (in Russian).
2. Kazakov V.A., Zhudnikov V.V., Kazakov K.V., Povarov V.P., Vitkovskiy I.L. Improving the transient stability of VVER-1000 reactor-based nuclear power plant units. *Thermal Engineering*. 2014, v. 61, no. 1, pp. 47–53. DOI: <https://doi.org/10.1134/S0040601514010030> (in Russian).
3. Gusev I.N., Kazanskiy V.R., Vitkovskiy I.L. Dynamical stability of a power unit with VVER-1200 reactor. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2017, no. 3, pp. 22–32. DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2017.3.02> (in Russian).

4. Gusev I.N., Vorobiev A.P., Kozlovsky M.N., Padun S.P. Simulating Operation of Novovoronezh NPP-2 Power Units with Two Disabled Feeding Pumps and without Enabling the Backup Feeding Pump. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2021, no. 2, pp. 16–26; DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2021.2.02> (in Russian).
5. NP-001-15. *General Safety Provisions for Nuclear Power Plants*. Moscow: Federal Environmental, Industrial and Nuclear Supervision Service of Russia Publ., 2015, 74 p. Available at: <https://docs.secnrs.ru/documents/nps/%D0%9D%D0%9F-001-15/%D0%9D%D0%9F-001-15.html> (accessed Apr. 12, 2023) (in Russian).
6. SSG-70. *Operational Limits and Conditions and Operating Procedures for Nuclear Power Plants*. – Vienna: IAEA, 2022. Available at: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/PUB2009_web.pdf (accessed Apr.12, 2023).
7. NP-082-07. *Rules of Nuclear Safety of Reactor Installations of Nuclear Power Plants*. Moscow: Federal Environmental, Industrial and Nuclear Supervision Service of Russia Publ., 2015, 74 p. Available at: https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP_082_07/ (accessed Apr. 12, 2023) (in Russian).
8. Virtualno-tsifrovaya AES s VVER. Available at: <https://www.rosenergoatom.ru/about/programmnye-produkty/virtualno-tsifrovaya-aes-s-vver/> (accessed Apr. 12, 2023) (in Russian).

Authors

Igor N. Gusev, Deputy Chief Engineer,
E-mail: GusevIN@nvnpp1.rosenergoatom.ru
Dmitrii S. Smorodinov, Senior Shift Supervisor,
E-mail: SmorodinovDS@nvnpp1.rosenergoatom.ru
Kirill V. Kazakov, Head of Department,
E-mail: KVKazakov@vniiaes.ru
Vladimir V. Zhudenkov, Head of Section,
E-mail: VVZhudenkov@vniiaes.ru
German A. Mamontov, Chief Scientific Officer,
E-mail: GAMamontov@vniiaes.ru