

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМА С ОТКЛЮЧЕНИЕМ ДВУХ ПИТАТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ БЕЗ ВКЛЮЧЕНИЯ РЕЗЕРВНОГО НА ЭНЕРГБЛОКАХ НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС-2

И.Н. Гусев*, А.П. Воробьёв, М.Н. Козловский**, С.П. Падун****

** Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция»*

396071, г. Нововоронеж, Воронежская обл., Промышленная зона Южная, 1

*** ООО «Инновационная фирма СНИИП АТОМ»*

123060, г. Москва, ул. Расплетина, д. 5, стр. 1, блок 135



Выполнены анализ протекания технологического процесса в режиме с отключением двух питательных электронасосов без включения резервного на энергоблоках № 1 и № 2 Нововоронежской АЭС-2 (НВАЭС-2) с ВВЭР-1200 и моделирование указанного режима с помощью программно-технического комплекса моделирования энергоблока (ПТК МЭ), разработанного ООО «ИФ СНИИП АТОМ».

Целью выполнения работ является проверка достоверности прогнозов изменения параметров энергоблока, получаемых с помощью ПТК МЭ на эксплуатационных данных.

Полученные теоретически изменения параметров энергоблока в переходном процессе показали хорошее соответствие наблюдаемым в реальных испытаниях. При моделировании сохранена динамическая устойчивость энергоблока, т.е. технологические параметры находятся в установленных проектом пределах и не достигают уставок срабатывания защит.

Результаты работ позволяют предполагать возможность использования современных моделей энергоблоков АЭС для

– разработки предложений по корректировке алгоритмов управления технологическими процессами при нарушении нормальной эксплуатации и аварийных режимах с отключением основного оборудования и срабатыванием защит энергоблока;

– проверки правильности проектных решений при модернизации систем энергоблока АЭС, связанных с применением нового оборудования или изменением технологических схем.

Применение современных моделей энергоблоков возможно как для энергоблоков атомных электрических станций, находящихся в эксплуатации, так и для новых, вводимых в эксплуатацию энергоблоков.

Ключевые слова: ВВЭР-1200, модель энергоблока, алгоритм управления, динамическая устойчивость, испытания, питательный электронасос.

ВВЕДЕНИЕ

Динамическая устойчивость энергоблока АЭС в переходных режимах – это способность систем и оборудования обеспечивать установленные проектом пределы измене-

© И.Н. Гусев, А.П. Воробьёв, М.Н. Козловский, С.П. Падун, 2021

ния технологических параметров без срабатывания аварийной защиты реактора и отключения энергоблока от сети [1].

Актуальной является задача обеспечения и улучшения динамической устойчивости энергоблока [2 – 5]. Одним из направлений улучшения динамической устойчивости энергоблока АЭС с учётом положений [6 – 8] является оптимизация алгоритмов управления основным оборудованием, включая разработку и внедрение предложений по корректировке действующих технологических защит и блокировок (ТЗиБ). Необходимость корректировки алгоритмов ТЗиБ выявляется при проведении пусконаладочных работ и испытаний как на вновь вводимых в эксплуатацию энергоблоках АЭС [9], так и на действующих энергоблоках при прохождении режимов с отклонениями от нормальной эксплуатации.

Одновременно с улучшением динамической устойчивости энергоблока важной задачей является необходимость проверки правильности проектных решений при модернизации систем энергоблока, связанных с применением нового оборудования или изменением технологических схем.

Инструментом для подтверждения правильности предлагаемых корректировок алгоритмов ТЗиБ или изменений проектных технологических решений могут являться современные модели энергоблоков АЭС, построенные на основе различных программно-технических средств.

В ходе работ были выполнены расчеты режима с отключением двух питательных электронасосов без включения резервного на энергоблоках № 1 и № 2 Нововоронежской АЭС-2. Расчеты выполнены на базе математической модели энергоблока № 1 НВАЭС-2, разработанного ООО «ИФ СНИИП АТОМ» [10].

В дальнейшем результаты выполненных расчетов сравнивались с результатами испытаний, проведенных на этапах опытно-промышленной эксплуатации энергоблоков № 1 и № 2 Нововоронежской АЭС-2:

– на энергоблоке № 1 при отключении двух питательных электронасосов ПЭН-1, 5 без включения резервного на уровне мощности $97,8\% N_{\text{ном}}$ при отключенных подогревателях высокого давления (ПВД) 27.01.2017;

– на энергоблоке № 2 при отключении ПЭН-3, 5 без включения резервного на уровне мощности $99,9\% N_{\text{ном}}$ при включенных ПВД 26.08.2019.

Режимы с нарушением в работе системы питательной воды относятся к группам режимов с нарушением отвода тепла вторым контуром. В соответствии с проектом НВАЭС-2 [11] в системе питательной воды предусмотрена установка пяти питательных электронасосов (ПЭН) типа ПЭА 1840-80. На номинальном уровне мощности в работе находятся четыре насоса, один ПЭН в резерве. При отключении ПЭН предусмотрено автоматическое включение в работу резервного насоса. При отключении двух ПЭН и невключении резервного насоса производится автоматическая разгрузка реактора совместным действием ускоренной предупредительной защиты реактора (УПЗ) и устройством разгрузки и ограничения мощности реактора (РОМ). Разгрузка реактора производится до допустимого уровня мощности 50% номинальной.

В переходном процессе при отключении ПЭН и неуспешном автоматическом включении резерва происходит увеличение расхода оставшихся в работе ПЭН. Увеличение расхода питательной воды оставшихся в работе насосов определяется следующими факторами: смещением рабочей точки напорной характеристики ПЭН при неполном числе работающих насосов, изменением гидравлической характеристики сети вследствие работы регуляторов системы питательной воды [12]. При проведении расчетов в качестве исходных данных приняты проектные алгоритмы управления системы питательной воды.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МОДЕЛИ ЭНЕРГОБЛОКА

Математическая модель энергоблока № 1 НВАЭС-2 реализована на базе мультиплатформенной версии программной среды (ПС) «Крузиз».

Основные параметры энергоблоков № 1 и № 2 НВАЭС-2

Параметр	ЭБ №1	ЭБ № 2
Номера отключенных ПЭН во время эксперимента	1, 5	3, 5
Номер ПЭН в резерве	3	1
Состояние ПВД-5, 6	Откл.	Вкл.
Мощность реактора, %	97,8	99,9
Средняя тепловая мощность, МВт	3132	3197
Мощность ТГ, %	92,0	94,9
Режим работы автоматического регулятора мощности реактора (АРМ)	«Т»	«Т»
Режим работы электрической части системы регулирования турбины (ЭЧСР)	«РМ»	«РМ»
Давление над активной зоной, МПа	15,87	15,94
Средняя температура горячих ниток, °С	326,2	326,0
Средняя температура холодных ниток, °С	294,8	295,3
Уровень в КД, м	7,9	7,8
Средний уровень в ПГ, м	2,71	2,70
Уровень воды в ПНД-2, м	3,44	3,34
Уровень воды в ПНД-4, м	0,158	0,286
Уровень воды в Д, м	2,63	3,11
Суммарный расход на напоре ПЭН, м³/ч	6298	7162
Давление на напоре ПЭН, МПа	9,3	8,7
Средняя степень открытия основных регуляторов уровня (ОРУ) в парогенераторах (ПГ), %	39	60
Средняя степень открытия пусковых регуляторов уровня (ПРУ) в парогенераторах (ПГ), %	28	27
Суммарный расход питательной воды в ПГ, м³/ч	6403	7698
Средняя температура питательной воды перед ПГ, °С	172	227
Давление в главном паровом коллекторе (ГПК), МПа	6,8	6,9
Степень открытия быстродействующей редуцирующей установки сброса пара в деаэрактор (БРУ-Д), %	5	0
Средняя степень открытия стопорно-регулирующих клапанов турбины (СРК), %	29	46
Степень открытия быстродействующей редуцирующей установки сброса пара в коллектор собственных нужд (БРУ-СН), %	12	0

Модель энергоблока (МЭ) [13] включает в себя

- распределённую динамическую нейтронно-физическую модель активной зоны;
- одномерную двухфазную теплофизическую модель процессов, протекающих в основных системах энергоблока;
- модель автоматизированной системы управления технологическим процессом.

Характерной особенностью расчёта реакторных установок является взаимное влияние нейтронно-физических и теплофизических процессов в активной зоне. Это приводит к необходимости проведения сопряжённых расчётов, когда результаты нейтронно-физического расчёта становятся выходными параметрами для теплофизического расчёта и наоборот. В дополнение к этому различные регулирующие воздействия со сто-

роны АСУ ТП оказывают влияние как на нейтронно-физические, так и на теплофизические процессы. В результате процедура осуществления расчёта развития физических процессов энергоблока выглядит как последовательный циклический вызов всех трёх расчётных компонентов математической модели. По окончании цикла расчётов производится возврат в начало цикла и запуск следующего цикла. Характерная величина глубины расчёта по времени за один цикл составляет 0,1 секунды.

Для проведения прогнозного расчёта необходима инициализация начального состояния модели энергоблока. Для инициализации используются пакеты данных, формируемые системой верхнего блочного уровня (СВБУ). В качестве инициализирующего может использоваться как последний поступивший от СВБУ пакет данных, так и один из пакетов, записанных в архив. Пакеты данных формируются в СВБУ и поступают в ПТК МЭ с периодичностью один раз в секунду и записываются в архив, поэтому запуск расчёта с помощью МЭ может быть произведён с состояния энергоблока на произвольную дату и время с точностью до секунды, на которую имеются архивы эксплуатационных данных.

Быстродействие математической модели зависит от производительности оборудования, на котором реализована МЭ, однако в любом случае обеспечивается быстродействие на порядок выше реального времени.

ИСХОДНОЕ СОСТОЯНИЕ ЭНЕРГОБЛОКОВ № 1 И № 2 НВАЭС-2 ПЕРЕД ИСПЫТАНИЯМИ

В таблице 1 перечислены основные параметры и состояние оборудования энергоблоков № 1 и № 2 НВАЭС-2 перед началом испытаний по отключению двух ПЭН без включения резервного.

Из таблицы видно, что основными отличиями исходного состояния энергоблока № 2 от энергоблока № 1 являются

- увеличенная мощность реактора на 2,1 %;
- более высокая мощность турбогенератора на 2,9 %;
- ПВД-5, 6 находятся в работе;
- повышенная температура питательной воды перед ПГ на 55°С;
- повышенный суммарный расход питательной воды на напоре ПЭН на 864 м³/ч;
- повышенный суммарный расход питательной воды в ПГ на 1295 м³/ч;
- превышение степени открытия ОРУ ПГ на 21%;
- превышение степени открытия СРК на 17%;
- закрытые БРУ-Д и БРУ-СН.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕХОДНОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОБЛОКА № 1 НВАЭС-2 ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ДВУХ ПИТАТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ БЕЗ ВКЛЮЧЕНИЯ РЕЗЕРВНОГО НА УРОВНЕ МОЩНОСТИ 97,8% $N_{ном}$

Численное моделирование переходного режима с отключением ПЭН-1, 5 проведено для проверки достоверности прогнозов изменения параметров энергоблока, получаемых с помощью ПТК МЭ.

Для сравнительного анализа модельных данных использованы архивные параметры СВБУ энергоблока № 1 НВАЭС-2 за 27.01.2017 г.

В процессе эксперимента по факту отключения ПЭН произошло снижение тепловой мощности реактора с 3150 до 1467 МВт за счет срабатывания УПЗ. На рисунке 1 штриховой линией представлены архивные значения, а сплошной линией – расчетные значения, полученные с помощью модели энергоблока.

Температура питательной воды перед парогенераторами поддерживалась постоянной вблизи значения 174°С.

На рисунке 2 показаны значения расходов на напоре ПЭН-1, 3, 5. Во время испыта-

ния в резерве находился ПЭН-3. По архивным данным СВБУ расход питательной воды на напоре ПЭН-1 до отключения составлял 1700 м³/ч, на напоре ПЭН-5 – 1516 м³/ч. В расчетной модели расходы на напоре ПЭН-1, 5 составляли 1512 м³/ч.

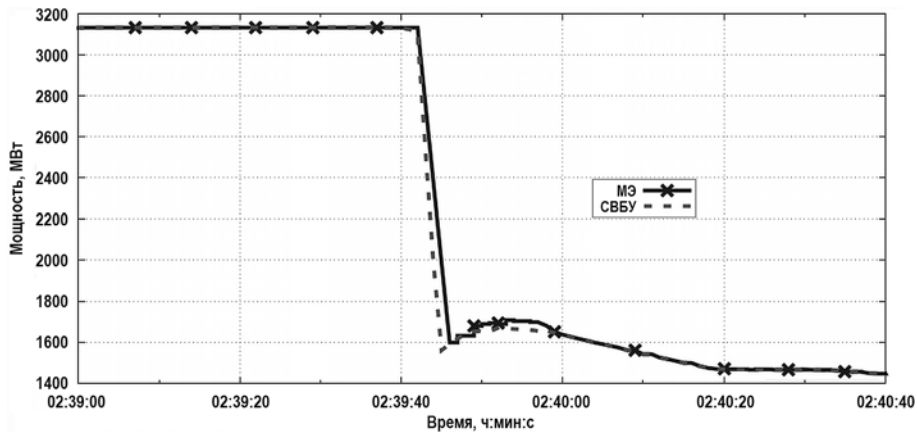


Рис. 1. Динамика мощности реактора

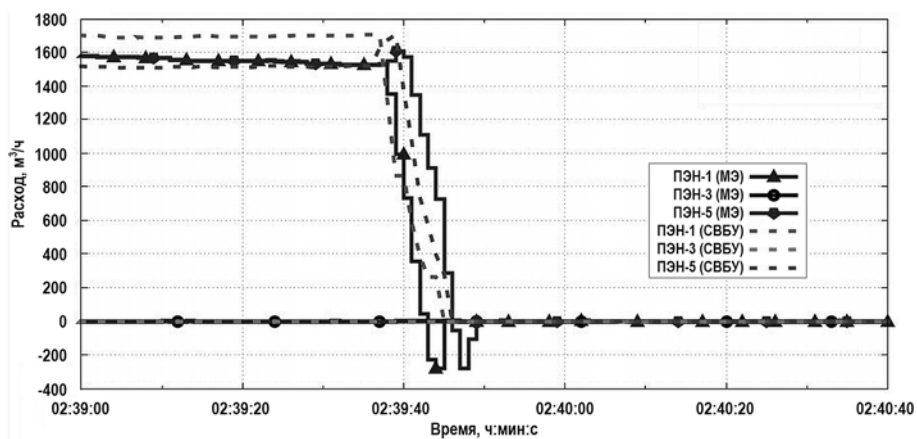


Рис. 2. Значения расхода на напоре ПЭН-1, 3, 5

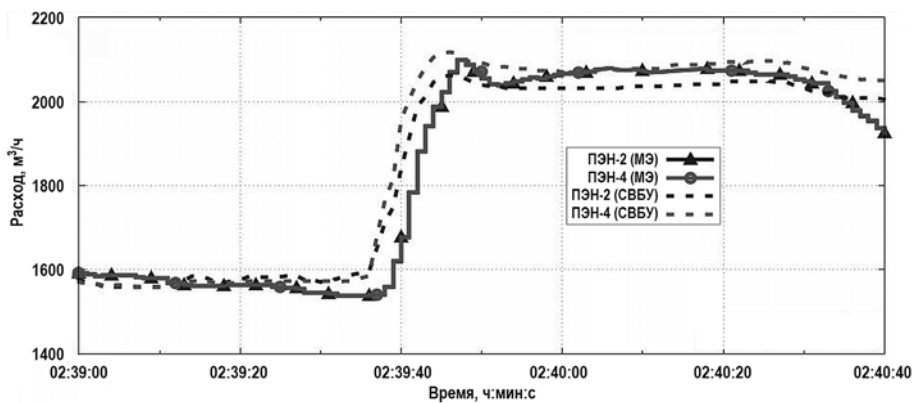


Рис. 3. Значения расхода на напоре ПЭН-2, 4

После отключения ПЭН-1, 5 через них кратковременно возникает отрицательный расход вследствие того, что время закрытия обратных клапанов составляет две секунды. Значения расходов во время эксперимента на энергоблоке не уходят в область отрицательных значений, по-видимому, из-за фильтрации входных данных для датчиков,

измеряющих расход на напоре насосов (10LAB01-05CF901_XQ01).

Рисунок 3 показывает, что перед испытанием по архивным данным СВБУ средний расход ПЭН-2, 4 составлял $1572 \text{ м}^3/\text{ч}$, в расчетной модели – $1524 \text{ м}^3/\text{ч}$. После отключения ПЭН-1, 5 по архивным данным у ПЭН-4 было достигнуто максимальное значение расхода $2115 \text{ м}^3/\text{ч}$, у ПЭН-2 – $2060 \text{ м}^3/\text{ч}$. В модели максимальное значение по расходу составило $2098 \text{ м}^3/\text{ч}$.

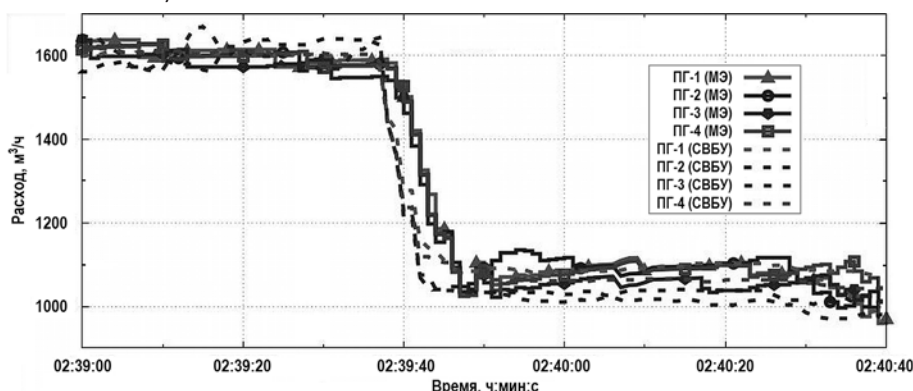


Рис. 4. Расход питательной воды в парогенераторах

До начала испытания суммарный расход питательной воды в парогенераторы по данным СВБУ составлял $6403 \text{ м}^3/\text{ч}$, после отключения двух ПЭН он стабилизировался на значении $4180 \text{ м}^3/\text{ч}$. По результату расчета в модели энергоблока переходного режима по отключению ПЭН-1, 5 суммарный расход питательной воды в парогенераторы понизился с 6301 до $4200 \text{ м}^3/\text{ч}$ (рис. 4).

Можно утверждать, что при моделировании, как и на реальном энергоблоке, сохранена динамическая устойчивость, т.е. технологические параметры находятся в установленных проектом пределах и не достигают уставок срабатывания защит. Характер изменения параметров в нестационарном режиме соответствует наблюдаемому в реальных испытаниях. Параметры энергоблока при численном моделировании стабилизируются на тех же значениях, что и параметры реального энергоблока при испытаниях.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕХОДНОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОБЛОКА № 2 НВАЭС-2 ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ДВУХ ПИТАТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ БЕЗ ВКЛЮЧЕНИЯ РЕЗЕРВНОГО НА УРОВНЕ МОЩНОСТИ $99,9\% N_{\text{ном}}$

На базе математической модели энергоблока № 1 НВАЭС-2 в ПТК «Круиз» было проведено моделирование переходного процесса по отключению ПЭН-3, 5 без включения резервного ПЭН1 при параметрах исходного состояния энергоблока № 2 на 16:15 26.08.2019. Использование модели энергоблока № 1 для моделирования физических процессов энергоблока № 2 является допустимым вследствие того, что оба энергоблока построены по одному проекту и обладают высокой степенью идентичности.

Для приведения в соответствие параметров исходных состояний в численной модели была увеличена мощность реактора до 3205 МВт (рис. 5), включены ПВД-5, 6 для подогрева питательной воды до 225°C , ПЭН-3 введён в работу, а ПЭН-1 переведён в резерв.

По факту отключения двух ПЭН из четырёх работающих так же, как и на энергоблоке № 1, произошла разгрузка энергоблока с 3200 до 1600 МВт за счёт работы УПЗ. В части изменения мощности реактора при разгрузке поведение энергоблока № 2 не имеет принципиальных отличий от энергоблока № 1.

Отличия в параметрах протекания переходного процесса проявляются при рассмотрении расхода через ПЭН. На рисунке 6 изображено изменение расхода на напоре ПЭН-1, 3, 5.

Средний расход по данным СВБУ на напоре ПЭН-3, 5 до их отключения составлял 1788 м³/ч. В модели энергоблока до переходного процесса средний расход на напоре ПЭН-3, 5 – 1733 м³/ч.

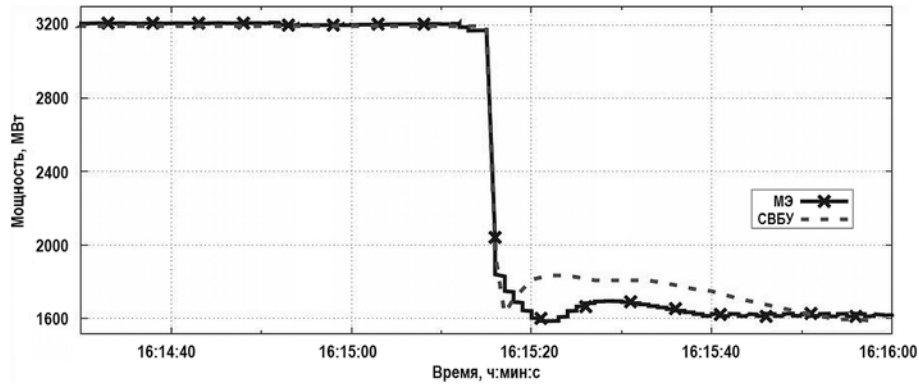


Рис. 5. Динамика мощности реактора после модификации параметров исходных состояний

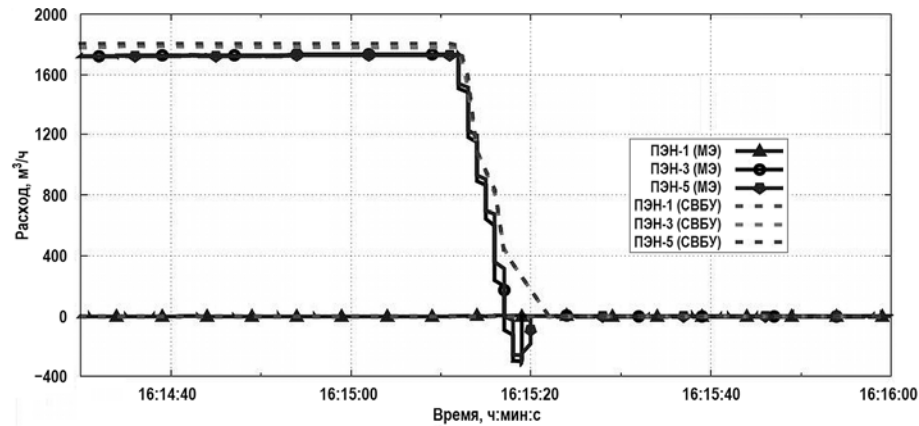


Рис. 6. Расход на напоре ПЭН-1, 3, 5

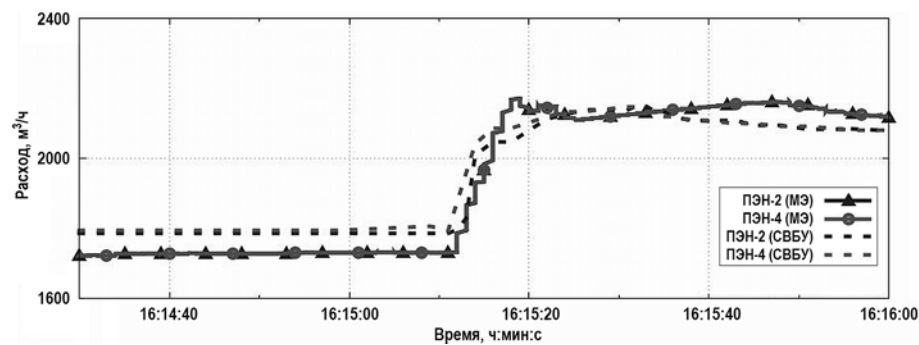


Рис. 7. Расход на напоре ПЭН-2, 4

На рисунке 7 видно, что перед испытанием по архивным данным СВБУ средний расход ПЭН-2, 4 составлял 1790 м³/ч, в расчетной модели – 1732 м³/ч. После отключения ПЭН-3, 5 по архивным данным у ПЭН-2 было достигнуто максимальное значение расхода 2150 м³/ч, у ПЭН-4 – 2148 м³/ч. В модельных расчётах максимальное значение по расходу составило 2176 м³/ч.

Суммарный расход питательной воды в парогенераторы по данным СВБУ составлял 7698 м³/ч (рис. 8), а после отключения насосов он стабилизировался на значении

4317 м³/ч. Значения суммарного расхода питательной воды в парогенераторы в модели энергоблока до и после переходного режима составили 7737 и 4551 м³/ч.

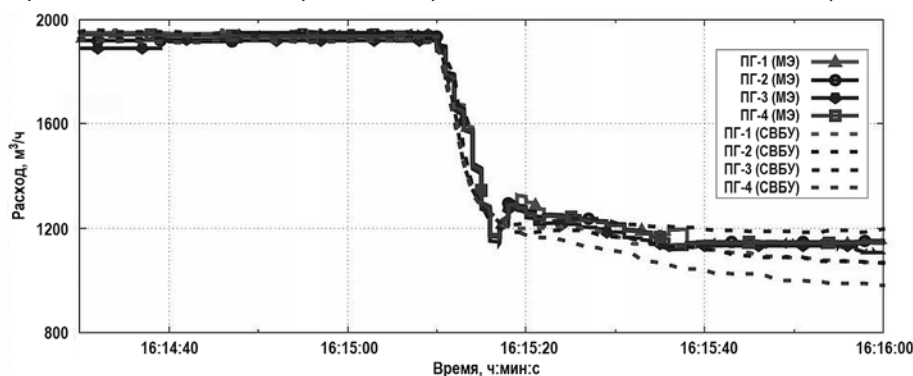


Рис. 8. Расход питательной воды в парогенераторы

Можно отметить, что во время испытаний с включенными в работу подогревателями высокого давления как в реальном процессе на энергоблоке, так и при расчётах в модели энергоблока на напоре остающихся в работе насосов реализуются более высокие расходы. Основная опасность повышения расхода заключается в том, что при достижении уставки защиты на отключение ПЭН по максимальному расходу на напоре (2250 м³/ч) произойдёт отключение остающихся в работе ПЭН, дальнейшая разгрузка реактора, снижение уровня в парогенераторах, отключение главных циркуляционных насосных агрегатов (ГЦНА) защитами, срабатывание аварийной защиты и отключение энергоблока от сети. В данном эксперименте значение уставки защиты ПЭН по расходу не достигается, что способствует сохранению динамической устойчивости энергоблока и стабилизации значений технологических параметров на стационарном уровне после испытания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрено протекание переходных процессов во время испытаний по отключению двух питательных электронасосов ПЭН без включения резервного на энергоблоках № 1 и № 2 НВАЭС-2. Проведён анализ переходного процесса с помощью численного моделирования энергоблоков № 1, 2 НВАЭС-2 в программно-техническом комплексе моделирования энергоблока (ПТК МЭ). Испытания на энергоблоках № 1 и № 2 проводились при различных исходных состояниях, что повлияло на значения технологических параметров, достигнутых в процессе испытаний. В частности, на энергоблоке № 2 была более высокая мощность реактора (на 2,1%), подогреватели высокого давления ПВД-5, 6 находились в работе, и, как следствие, питательная вода перед парогенераторами имела более высокую температуру (на 55 °С). Это привело к увеличенному парообразованию в парогенераторах и, следовательно, к увеличению суммарного расхода питательной воды через питательные насосы (на 864 м³/ч) в стационарном состоянии.

Показано, что в обоих случаях сохраняется динамическая устойчивость энергоблока. Его технологические параметры находятся в установленных проектом пределах и не достигают уставок срабатывания защит. В частности, не достигается уставка защиты на отключение ПЭН по максимальному расходу на напоре остающихся в работе насосов, что может приводить к дополнительной разгрузке энергоблока или его остановке работой аварийной защиты и отключению от сети.

Сравнительный анализ результатов численного моделирования в ПТК МЭ с эксплуатационными данными, полученными при проведении испытаний на энергоблоках № 1 и № 2 НВАЭС-2, показал возможность выполнять расчёты переходных режимов с нарушением нормальной эксплуатации, таких как отключение питательных электронасосов, начиная от инициирующего события до стабилизации энергоблока в стационарном состоянии. Полу-

чаемые результаты являются физически непротиворечивыми. Характер изменения параметров энергоблока качественно соответствует наблюдаемому в реальных испытаниях. Некоторые наблюдаемые отличия параметров во время переходных режимов не приводят к несрабатыванию защит и блокировок, реализованных на энергоблоке, а также отсутствуют ложные срабатывания защит и блокировок. Параметры энергоблока в стационарных состояниях до инициирующего события и после переходного процесса количественно совпадают в расчётах, полученных с помощью ПТК МЭ и в реальных испытаниях.

Предполагается, что ПТК МЭ позволит получить достоверные прогнозы изменения параметров энергоблока, которые можно использовать в анализе работы оборудования в различных режимах, для разработки предложений по корректировке алгоритмов управления и проверки правильности проектных решений при модернизации энергоблока. Такое предположение требует дополнительной проверки работы модели на других переходных режимах работы оборудования.

Литература

1. Казаков В.А., Жуденков В.В., Казаков К.В., Поваров В.П., Витковский И.Л. Повышение динамической устойчивости энергоблоков АЭС с реактором ВВЭР1000. // Теплоэнергетика. – 2014. – Т. 61. – № 1. – С. 47-53.
2. Гусев И.Н., Казанский В.Р., Витковский И.Л. Динамическая устойчивость энергоблока с ВВЭР1200. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2017. – № 3. – С. 22-32; DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2017.3.02>.
3. Филипчук Ю.Д. Оценка эффективности импульсной разгрузки турбин энергоблоков АЭС для повышения динамической устойчивости. // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2012. – № 3. – С. 40-43.
4. 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 10.11.2020).
5. Подшибякин М.А., Коноплев Н.П., Горохов А.К., Новак И.В., Богинский А.П. Требования к характеристикам маневренности АЭС и аспекты их выполнения в новых проектах реакторных установок с ВВЭР. / Сборник трудов IV Международной научно-технической конференции «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР», Подольск, 2005. Электронный ресурс: http://www.gidropress.podolsk.ru/files/proceedings/mntk2005/Конференция/ФГУП_ОКБ_ГИДРОПРЕСС/16_Подшибякин_М.А.pdf (дата доступа 10.11.2020).
6. НП-001-15. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. – М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2015. – 74 с.
7. Крушельницкий В.Н., Топчиян Р.М. Предварительный отчет по обоснованию безопасности. Общее описание атомной станции. Нововоронежская АЭС-2 Энергоблок № 1. – М.: ФГУП «Атомэнергопроект», 2007. – 120 с.
8. Безопасность атомных электростанций: проектирование. Серия норм МАГАТЭ по безопасности No NS-R-1. – Вена: МАГАТЭ, 2003. – 67 с.
9. Асмолов В.Г., Гусев И.Н., Казанский В.Р., Поваров В.П., Стацура Д.Б. Головной блок нового поколения – особенности проекта ВВЭР-1200. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2017. – №3. – С. 5-21; DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2017.3.01>.
10. Гусев И.Н., Соловьев Б.Л., Падун С.П., Майорова М.М. Развитие системы интеллектуальной поддержки оператора на энергоблоке № 1 НВАЭС-2. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2019. – № 3. – С. 5-15; DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2019.3.01>.
11. Нововоронежская АЭС. Проект АЭС-2006. Электронный ресурс: <http://www.rosenergoatom.ru/upload/iblock/f01/f01b5ca309dbda1917c112d6897c0959.pdf> (дата доступа 10.11.2020).
12. Рабинович Е.З. Гидравлика. – М.: Недра, 1977. – 304 с.
13. Отчёт о валидации математической модели энергоблока на эксплуатационных данных ВВЭР-1200 № 0136.001.20 ОВ. – М.: ОО «ИФ СНИИП АТОМ», 2020.

Поступила в редакцию 17.11.2020 г.

Авторы

Гусев Игорь Николаевич, заместитель главного инженера

E-mail: gusevin@nvpp1.rosenergoatom.ru

Воробьёв Александр Павлович, начальник отдела, канд. физ.-мат. наук

E-mail: vorobyev_ap@sniip-atom.ru

Козловский Михаил Николаевич, инженер

E-mail: kozlovskiy_mn@sniip-atom.ru

Падун Сергей Петрович, начальник отделения, главный конструктор

E-mail: padun_sp@sniip-atom.ru

UDC621.039.566

SIMULATING OPERATION OF NOVovorONEZH NPP-2 POWER UNITS WITH TWO DISABLED FEEDING PUMPS AND WITHOUT ENABLING THE BACKUP FEEDING PUMP

Gusev I.N. *, Kozlovsky M.N. **, Vorobyev A.P. **, Padun S.P. **

* Branch of Rosenergoatom JSC – Novovoronezh NPP. 1 Promyshlennaya Zona Yuzhnaya, 396071 Novovoronezh, Voronezh Reg., Russia

** LLC «Innovative Firm SNIIP ATOM»

5/1, Bld. 135 Raspletin Str., 123060 Moscow, Russia

ABSTRACT

An urgent task is to ensure and improve the power unit dynamic stability based on the results of calculating the neutronic and thermophysical processes occurring in the core and the main systems of the reactor plant. One of the ways to improve the dynamic stability of the NPP power unit is to optimize the algorithms for controlling the main equipment, including the development and implementation of proposals for adjusting the existing process protections and interlocks.

The article analyzes the operation of Unit 1 and 2 of the Novovoronezh Nuclear Power Plant II (equipped with VVER-1200 reactors) with two disabled feeding pumps and without enabling the backup feeding pump. These operating conditions are subsequently simulated using the Power Unit Simulation Software/Hardware Package (PUSS/HP) developed by LLC «IF SNIIP ATOM».

The objective of this work is to check the reliability of the forecasts of variations in the power unit parameters obtained using the PUSS/HP based on operational data.

The simulated power unit parameter variations in transient conditions are in good agreement with the data collected in operational tests. During the simulation, the power unit dynamic stability is preserved, i.e., the operational parameters are within the design limits and do not exceed the protection operation settings.

The results of the work suggest the possibility of using current NPP power unit simulations for:

- developing proposals for adjusting the operation control algorithms in case of malfunctions and emergency modes with the main equipment shutdown and power unit protection actuation;

- verifying design solutions for updating NPP power unit systems, which is associated with the use of new equipment or changes in flow diagrams.

Current power unit simulations can be applied both for existing power units and for new ones that are being commissioned.

Key words: VVER-1200, power unit simulation, control algorithm, dynamic stability, tests,

electric feeding pump.

REFERENCES

1. Kazakov V.A., Zhudenko V.V., Kazakov K.V., Povarov V.P., Vitkovskiy I.L. Increasing the dynamical stability of NPP power units with VVER-1000 reactors. *Teploenergetika*. 2014, v. 61, no. 1, pp. 47-53 (in Russian).
2. Gusev I.N., Kazanskiy V.R., Vitkovskiy I.L. Dynamical stability of a power unit with VVER1200 reactor. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2017, no. 3, pp. 22-32. DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2017.3.02> (in Russian).
3. Filipchuk Yu.D. Evaluating performance of fast turbine valving control for increasing dynamical stability. *Energetika. Izvestiya Vysshih Uchebnyh Zavedeniy i Energeticheskikh Obyedineniy SNG*. 2012, no. 3, pp. 40-43 (in Russian)..
4. 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 VII-th International Scientific and Technical Conference «Ensuring the Safety of NPP with VVER»*, Podolsk, 2011. Available at: <http://www.gidropress.podolsk.ru/files/proceedings/mntk2011/documents/mntk2011-114.pdf> (accessed Nov. 10, 2020) (in Russian).
5. Podshibyakin M.A., Konoplev N.P., Gorohov A.K., Novak I.V., Boginskiy A.P. The requirements for NPP manoeuvring characteristics and aspects of fulfilling them for the new-design VVER units. *Proc. of the IV-th International Scientific and Technical Conference «Ensuring the Safety of NPP with VVER»*, Podolsk, 2005. Available at: http://www.gidropress.podolsk.ru/files/proceedings/mntk2005/Конференция/ФГУП_ОКБ_ГИДРОПРЕСС/16_Подшибякин М.А.pdf (accessed Nov. 10, 2020) (in Russian).
6. NP-001-15. *General Safety Provisions for Nuclear Power Plants*. Moscow: Federal Environmental, Industrial and Nuclear Supervision Service of Russia Publ., 2015, 74 p. (in Russian).
7. Krushelnitskiy V.N., Topchiyan R.M. *Preliminary Safety Analysis Report. General Overview of the Nuclear Power Plant. Novovoronezh NPP-2, Power Unit 1*. Moscow. FGUP Atomenergoproekt Publ., 2007, 120 p. (in Russian).
8. *Safety of Nuclear Power Plants: Design*. IAEA Safety Standards Series. No. NS-R-1. Vienna: IAEA, 2003, 67 p.
9. Asmolov V.G., Gusev I.N., Kazanskiy V.R., Povarov V.P., Statsura D.B. New generation first of the kind unit – VVER 1200 design features. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2017, no. 3, pp. 5-21; DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2017.3.01> (in Russian).
10. Gusev I.N., Solovev B.L., Padun P.P., Mayorova M.M. System development of intelligent operator support at unit No. 1 of the Novovoronezh NPP-2. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2019, no. 3, pp. 5-15; DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2019.3.01> (in Russian).
11. Novovoronezh NPP-2. Design AES2006. Available at: <http://www.rosenergoatom.ru/upload/iblock/f01/f01b5ca309dbda1917c112d6897c0959.pdf> (accessed Nov. 10, 2020) (in Russian).
12. Rabinovich E.Z. *Hydraulics*. Moscow. Nedra Publ., 1977, 304 p. (in Russian).
13. *Report on Power Unit Mathematical Model Validation using VVER-1200 Operating Data* No. 0136.001.20 OV. Moscow. 000 «IF SNIIP ATOM» Publ., 2020 (in Russian).

Authors

Gusev Igor Nikolayevich, Deputy Chief Engineer

E-mail: gusevin@nvnpp1.rosenergoatom.ru

Vorobyov Aleksandr Pavlovich, Head of Department, Cand. Sci. (Phys.-Math.)

E-mail: vorobyev_ap@sniip-atom.ru

Kozlovskiy Mikhail Nikolayevich, Engineer

E-mail: kozlovskiy_mn@sniip-atom.ru

Padun Sergey Petrovich, Head of Division, Design Manager

E-mail: padun_sp@sniip-atom.ru