



DOI 10.5862/JEST.231.6

УДК 621.181.29

*В.В. Бажанов, И.И. Лощаков, А.П. Щуклинов*

## **ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ АЭС С АККУМУЛЯТОРАМИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ РЕГУЛИРОВАНИИ МОЩНОСТИ ТУРБИНЫ В РЕЖИМЕ РАЗРЯДКИ**

*V.V. Bazhanov, I.I. Loschakov, A.P. Schuklinov*

### **A STUDI OF AN NPP UNIT WITH THERMAL POWER ACCUMULATORS DURING THE REGULATION OF TURBINE POWER IN DISCHARGE MODE**

В статье приводятся результаты расчетно-аналитического исследования статики и динамики турбоустановки энергоблока АЭС с системой аккумулирования тепловой энергии (САТЭ) в режиме разрядки аккумуляторов. Необходимость проведения такого исследования вызвана требованием привлечения АЭС к участию в диспетчерском графике нагрузок и регулированию частоты в сети с учетом низких (для участия в этих режимах) маневренных характеристик ядерных энергетических установок. Исследование проведено применительно к одному из проработанных ранее вариантов проекта энергоблока АЭС-2006 с ВВЭР ( $N_{\text{НОМ}} = 1200$  МВт), турбиной К-1200-6,9/50 и САТЭ. Рассмотрены вопросы статики и динамики турбоустановки во всем возможном диапазоне мощности разрядки при постоянных значениях режимных параметров реакторной установки и изменении мощности турбины путем изменения величины отбора пара на регенерацию. Исследование проведено для обоснования соответствия энергоблока с САТЭ и указанных принципов регулирования мощности требованиям нормативной документации по скорости изменения мощности турбины при участии блока в первичном регулировании частоты в сети. Публикуемые результаты применимы для любого проекта энергоблока АЭС с ВВЭР и системой аккумулирования тепловой энергии.

ВВЭР; СИСТЕМА АККУМУЛИРОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (САТЭ); ПРОЕКТ «АЭС-2006»; РЕЖИМ РАЗРЯДКИ САТЭ; РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В СЕТИ.

The article presents the computational and analytical research results on the static and dynamic turbine characteristics of a Nuclear Power Plant (NPP) unit with a thermal energy accumulation system (TEAS) in discharge mode. Such research is necessary since NPPs are required to participate in the electric load schedule and to regulate the frequency of electrical current, while the reactors have a low flexibility for participating in these modes. The study was performed for one of the previously developed draft versions of the NPP-2006 project with a VVER -type 1200 MW reactor, a K-1200-6,9 / 50 turbine and a TEAS. The issues, discussed in the article, concern static and dynamic turbine characteristics over the whole possible power range of the NPP unit in TEAS discharge mode with constant values of operating parameters of reactor and regulation of the turbine power by changing the value of the regenerative bleed-off. The study has been conducted with the goal of verifying that the NPP with a TEAS and the above-described power regulation parameters is in compliance with the regulatory on turbine power change rate for NPPs participating in the primary frequency control of the electrical current network. The research results can be applied to any types of NPPs with VVER-type reactors and TEAS.

REACTOR TYPE VVER REACTORS; THERMAL ENERGY ACCUMULATION SYSTEM (TEAS); PROJECT "NPP-2006"; DISCHARGE MODE OF TEAS; FREQUENCY CONTROL OF ELECTRICAL CURRENT.

#### **Введение**

Увеличение доли АЭС в общем производстве электроэнергии и уменьшение доли ТЭС, кото-

рые могут привлекаться к работе в маневренных режимах, делает необходимым привлечение АЭС к регулированию производства электроэнергии –

увеличению производства в дневное время и снижению в ночное.

В настоящее время на АЭС возлагается только покрытие постоянной (базовой) части графика нагрузок. Это вызвано двумя обстоятельствами: во-первых, атомные энергоблоки экономически выгоднее эксплуатировать на мощностях, близких к максимальной, в связи с более высокой капитальной составляющей стоимости электроэнергии на АЭС по сравнению с ТЭС; во-вторых, активные зоны ядерных реакторов имеют низкие маневренные характеристики.

Тем не менее еще в 2004 году были приняты «Технические требования к участию АЭС в первичном регулировании частоты в энергосистеме и в изменениях нагрузки АЭС по диспетчерскому заданию» [1], в соответствии с которым и АЭС должны привлекаться (в ограниченном объеме) к участию в диспетчерском графике нагрузок и в общем первичном регулировании частоты напряжения в сети.

Одним из возможных путей решения вопроса привлечения АЭС к участию в диспетчерском графике нагрузок и регулировании частоты в сети является применение системы аккумулирования тепловой энергии (САТЭ), которая позволяет в период ночной нагрузки накапливать

избыточную энергию, а в периоды максимальной нагрузки в сети возвращать ее во второй контур, не затрагивая параметры реакторной установки [2–5].

Схема энергоблока АЭС с САТЭ, где в качестве аккумулирующей среды использовалось высокотемпературное масло ТВЛ-300, разрабатывалась в одном из вариантов проекта АЭС-2006 [5]. На рис. 1 данная схема приведена с небольшими изменениями (в основном в части подключения данной системы к турбоустановке), необходимость которых обоснована ниже.

На рис. 1. обозначено: ПГ – парогенератор; СРК – стопорно-регулирующий клапан; ЦВД – цилиндр высокого давления; С – сепаратор; ПП1 – первая ступень пароперегревателя; ПП2 – вторая ступень пароперегревателя; ЦСД – цилиндр среднего давления; ЦНД – цилиндр низкого давления; К – конденсатор; КН – конденсационный насос; КПУ – конденсатор пара уплотнений; ПНД – подогреватель низкого давления; СН – сливной насос; Д – деаэратор; ПН – питательный насос; ПВД – подогреватель высокого давления; ТЗ – конденсационный теплообменник зарядки; ТРВД – теплообменник разрядки высокого давления; ТРНД – теплообменник разрядки низкого давления; БАК ВТТ

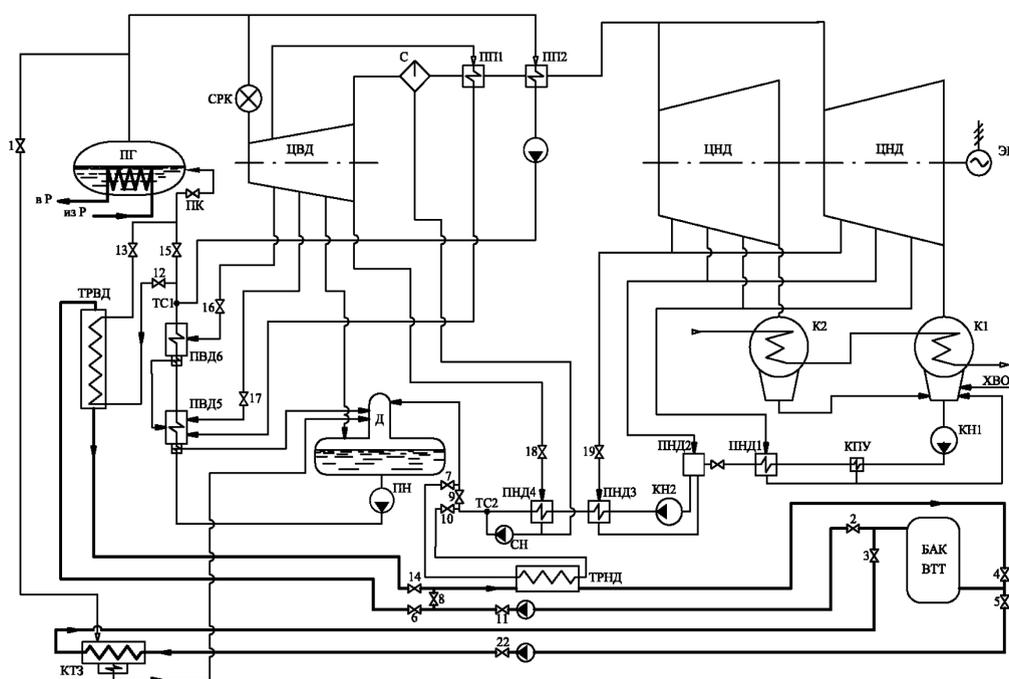


Рис. 1. Принципиальная тепловая схема энергоблока АЭС-2006 с САТЭ

– бак высокотемпературного теплоносителя; ЦН – циркуляционный насос.

Принцип работы данной схемы подробно изложен в [6].

Изменение мощности турбины в режиме зарядки производится, как обычно, изменением расхода пара через ее стопорно-регулирующий клапан (СРК). Поддержание постоянного давления пара в парогенераторах для обеспечения постоянной мощности реакторной установки производится дроссельно-регулирующим клапаном на сбросе пара в конденсационный теплообменник зарядки. В режиме разрядки изменение мощности турбины производится при постоянном расходе пара через стопорно-регулирующий клапан (СРК) изменением расхода пара через проточную часть турбины путем изменения величины отбора пара на регенерацию. Поддержание постоянного расхода пара через СРК при переменном давлении пара за СРК обеспечивается изменением проходного сечения клапана.

Известные публикации по АЭС с аккумуляторами тепловой энергии, в частности [2–5], посвящены главным образом обоснованию целесообразности применения подобных аккумуляторов на АЭС и не затрагивают вопросы работы этих систем в нестационарных режимах.

Выдвинутое требование участия АЭС не только в диспетчерском графике нагрузок, но и в регулировании частоты, учитывая низкие для участия в этих режимах маневренные качества реакторных установок, делает актуальной задачу исследования динамики АЭС с САТЭ в режимах регулирования частоты в сети. При этом особый интерес представляет обоснование возможности участия АЭС с САТЭ в регулировании частоты (подобно участию в диспетчерском графике нагрузок) без изменения мощности реактора.

В настоящее время по нормативам [1, 7, 8] для энергоблоков, участвующих в регулировании частоты в сети, установлено: изменение мощности турбины на требуемую величину должно происходить не более чем за 30 с. При этом за первые 10 с должно происходить не менее 50 % требуемого изменения.

В статье [6] мы представили результаты исследования участия АЭС с ВВЭР и аккумуляторами тепловой энергии в регулировании частоты электрической сети в процессе зарядки аккумуляторов при постоянных значениях мощности и

параметров реакторной установки, показавшие полное соответствие данной схемы требованиям нормативной документации по регулированию частоты.

Гораздо более сложная задача – обеспечение участия АЭС с аккумуляторами тепловой энергии в регулировании частоты в режиме разрядки.

**Цель настоящей работы** – обоснование возможности участия АЭС с ВВЭР и САТЭ в регулировании частоты электрической сети в режиме разрядки аккумуляторов без изменения мощности реактора при полном удовлетворении нормативных требований по скорости изменения мощности турбины.

#### **Исследование статики установки в режиме разрядки**

Необходимость исследования статики энергоблока АЭС с САТЭ при разрядке аккумуляторов вызвана тем обстоятельством, что, в отличие от режима зарядки, когда выполнение требования по величине и скорости изменения мощности энергоблока зависит только от характеристик данной подсистемы САТЭ, в разрядке задействовано, помимо оборудования данной подсистемы, практически все оборудование турбоустановки. А это ведет к тому, что ограничение по величине изменения мощности может быть внесено любым вспомогательным оборудованием, в частности регенеративными теплообменниками. В связи с этим до выполнения основной (динамической) задачи исследования были рассмотрены следующие вопросы статики, не затрагиваемые в опубликованных материалах:

условия достижения максимальной мощности турбины при разрядке САТЭ;

выбор величины отбора пара, которая обеспечивает оптимальное участие турбоустановки в регулировании частоты электрической сети;

порядок отключения отборов пара на регенерацию при разрядке;

схемы подключения теплообменников разрядки высокого и низкого давлений к системе регенерации;

требования к регенеративному подогревателю, участвующему в регулировании частоты в сети.

Наличие первого вопроса вызвано принятым способом регулирования мощности турбины при разрядке. Увеличение мощности турбины путем

уменьшения отбора пара на регенерацию при постоянстве значений давления генерируемого пара и паропроизводительности ведет к увеличению давления пара на входе в проточную часть турбины, а значит, к уменьшению перепада давления на регулирующем клапане и, как следствие, расхода пара через него. Поддержание постоянного значения давления пара перед СРК в данном случае может быть обеспечено только изменением степени открытия клапана. Из сказанного следует, что за максимально допустимое должно приниматься значение мощности при максимально допустимой проходной площади СРК и минимально допустимом перепаде давления на нем.

Выбор величины отбора пара, которая обеспечивает оптимальное участие турбоустановки в регулировании частоты сети в режиме разрядки, определяется следующим: во-первых, необходимостью участия энергоблока в регулировании частоты при любом уровне мощности разрядки, т.е. при любой степени закрытия отборов пара; во-вторых, необходимостью обеспечения по возможности большего диапазона регулирования; в-третьих, возможностью использования принятого способа изменения мощности турбины во всем регулируемом диапазоне мощностей за исключением режима разрядки; в-четвертых, нецелесообразностью использования для регулирования мощности регенеративных отборов пара высокого давления, задействованных в регулировании температуры питательной воды на входе в ПГ, ибо это серьезно усложнило бы систему регулирования.

Учитывая изложенное, предусмотренный для такого регулирования отбор должен быть расположенным в части низкого давления, наибольшим по расходу и постоянно задействованным, причем вместе с ТРНД. Таким отбором является один из первых двух отборов в части низкого давления, в частности в турбине К-1200-6,9/50, предусмотренной в АЭС-2006, – это 4-й.

Выбор порядка отключения отборов пара на регенерацию при разрядке диктуется следующими соображениями. При увеличении мощности турбины первым должен начинать прикрываться клапан на отборе к ПВД, причем больший по расходу пара. Это вызвано необходимостью при переходе на разрядку сразу же обеспечивать регулирование температуры питательной воды,

осуществляемое изменением расхода греющего масла через ТРВД. При этом энергоблок выводится в область более устойчивой работы САТЭ, зависящую от мощности разрядки. В проведенном исследовании в турбине К-1200-6,9/50 первым закрываемым принят 2-й отбор.

После закрытия (первого по порядку) отбора к ПВД следующим должен закрываться отбор к ПНД (не считая отбор, участвующий в регулировании частоты), обеспечивая тем самым более равномерный нагрев среды в конденсатно-питательном тракте. В противном случае, если бы после закрытия одного из отборов к ПВД следующим закрывался другой отбор к ПВД, это привело бы к повышению температуры основного конденсата на входе в деаэратор. И далее также следует чередовать закрытие отборов к подогревателям высокого и низкого давлений, пока не будут закрыты все выделенные для этого отборы, в том числе, если это необходимо, и отбор, участвующий в регулировании частоты. Правда, в последнем случае будет исключена возможность участия блока в регулировании частоты при увеличении нагрузки.

Что касается схемы подключения теплообменников разрядки к системе регенерации турбоустановки, то, как показали проведенные исследования, изменение в переменных режимах соотношения расходов основного конденсата и питательной воды через параллельно включенные теплообменники из-за несоответствия их теплотехнических характеристик приводит к трудности поддержания требуемой температуры питательной воды на входе в парогенераторы. В частности, в области малых мощностей разрядки, когда через ТРВД проходит только часть питательной воды, возникает задача автоматического управления распределением расхода воды между ТРВД и ПВД. Исправить сложившуюся ситуацию можно только включив ТРВД к выходу последнего, по ходу движения питательной воды, ПВД, т.е. последовательно, что обеспечит полный расход питательной воды через ТРВД и возможность регулирования ее температуры только изменением расхода греющей среды.

Примерно так же обстоят дела и с ТРНД. При открытых или почти открытых отборах на ПНД (учитывая, что регулирующий клапан на 4-м отборе всегда немного прикрыт) расход основного конденсата через ТРНД невелик, и предельно

большой расход мало охладившегося в ТРНД масла будет поступать в нижнюю часть бака-накопителя, куда должно поступать холодное масло. Вследствие этого в режиме зарядки неохладившееся масло через какое-то время будет поступать в качестве охлаждающей среды в теплообменник зарядки, что вызовет снижение эффективности теплообменника. Решением вопроса является включение ТРНД (по аналогии с ТРВД) не параллельно, а последовательно на выходе последнего по ходу основного конденсата ПНД.

Для лучшего регулирования температуры питательной воды на входе в ПГ масляные теплообменники подключаются за точками смешения, непосредственно перед ПГ.

И последнее. Поскольку возможный диапазон изменения мощности турбины при регулировании частоты в электрической сети определяется теплотехнической характеристикой регенеративного теплообменника, подключенного к регулирующему отбору, в проведенном исследовании этот диапазон был ограничен конденсационной возможностью ПНД-4, принятой в проекте АЭС-2006 для конденсации другого расхода пара.

Исследование перечисленных вопросов проведено на основе решения системы уравнений, описывающих статику турбоустановки и входящих также в систему уравнений динамики установки. За исходные значения режимных параметров принимались данные расчета теплового баланса номинального режима турбоустановки К-1200-6,9/50 ЛМЗ. Расчет проточной части турбины, в котором определяются новые значения давлений пара на входе в каждый отсек, выполнен с использованием уравнений Стодолы–Флюгеля [9].

$$p_i = \sqrt{\frac{(p_{0i}^2 - p_{0i+1}^2) G_i^2 t_i (1 - y_i)}{G_{0i}^2 t_{0i} (1 - y_{0i})} + p_{i+1}^2},$$

где значения индексов соответствуют следующему: «0  $i$ » – значению параметра в начале отсека при номинальном значении расхода  $G_0$ ; «0  $i+1$ » – значению параметра в конце отсека при номинальном значении расхода  $G_0$ ; « $i$ » – значению параметра в начале отсека при новом значении расхода  $G$ ; « $i+1$ » – значению параметра в конце отсека при новом значении расхода  $G$ ;  $P$  – давление пара, МПа;  $G$  – расход пара через отсек, кг/с;  $t$  – температура пара, °С;  $y$  – влажность пара.

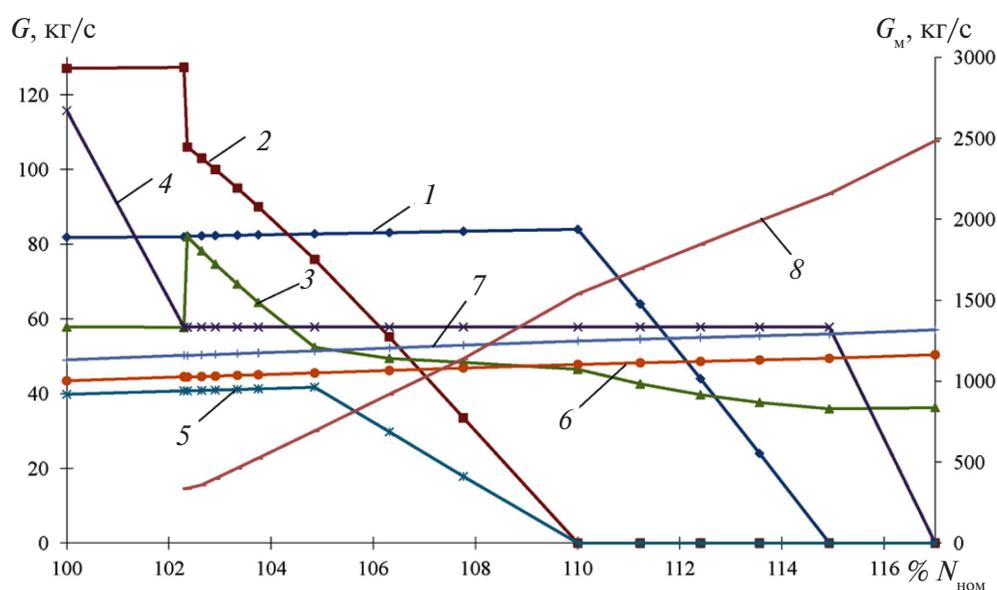


Рис. 2. Графики изменения расхода пара в отборах и расхода масла в зависимости от мощности турбины: 1 –  $G_{пвд6}$ ; 2 –  $G_{пвд5}$ ; 3 –  $G_d$ ; 4 –  $G_{пнд4}$ ; 5 –  $G_{пнд3}$ ; 6 –  $G_{пнд2}$ ; 7 –  $G_{пнд1}$ ; 8 –  $G_m$ ;

Расчет выполнен в диапазоне мощностей разрядки 100–117 % от  $N_{\text{ном}}$  при постоянном давлении пара в деаэраторе.

Верхняя граница исследуемого диапазона определена как предельно допустимая мощность энергоблока, ограничиваемая минимально допустимым перепадом давления на стопорно-регулирующем клапане турбины К-1200-6,9/50 – 0,15 МПа.

Результаты расчета представлены в виде графиков изменения расхода в наиболее характерных точках оборудования системы.

При рассмотрении графиков изменения расхода греющего пара на теплообменники системы регенерации и деаэратор, а также расхода масла обращает на себя внимание резкое изменение расхода на ПВД6, ПВД5, ПНД4, ПНД3 и деаэратор при плавном увеличении расходов на ПНД1 и ПНД2.

Это объясняется следующим.

Расходы греющего пара на подогреватели, не участвующие в регулировании мощности турбины вообще или на каком-то начальном интервале ее изменения, растут за счет увеличения расхода пара через проточную часть турбины и, как следствие, давления в отсеках, что и приводит к увеличению расхода через отборы.

На представленных графиках хорошо видна последовательность включения арматуры (в данном случае для уменьшения подачи греющего пара в подогреватели). Сначала закрываются на половину своего максимального расхода регулирующие клапаны на 4-м отборе, приводя установку в состояние готовности к участию в регулировании частоты в сети. Как только это произошло и имеется сигнал на увеличение мощности, начинается закрываться 2-й отбор (на ПВД5).

С началом закрытия 2-го отбора включается ТРВД. В результате большая часть теплоты масла уходит на подогрев питательной воды, вследствие чего происходит снижение температуры конденсата на входе в деаэратор, и для поддержания заданного значения давления пара в деаэраторе увеличивается расход пара в деаэратор, который забирает большую часть увеличенного расхода пара через проточную часть турбины после уменьшения расхода 2-го отбора. Поэтому и наблюдается такое незначительное изменение мощности турбины при довольно заметном изменении расхода пара через 2-й отбор.

Уменьшение расхода пара 2-го отбора и вызванное этим для компенсации уменьшения тепла регенерации увеличение расхода масла через ТРВД и, следовательно, через ТРНД ведет к увеличению температуры основного конденсата на выходе из ТРНД (вход в деаэратор) и изменению расхода греющего пара на деаэратор. При достижении температурой основного конденсата своего номинального значения во избежание уменьшения проектной величины нагрева основного конденсата в деаэраторе начинает закрываться 5-й отбор пара (на ПНД3). Это ведет к снижению крутизны кривой изменения расхода пара на деаэратор. При закрытии 2-го и 5-го отборов начинает закрываться отбор на ПВД-6, закрытием которого заканчивается увеличение мощности энергоблока в этом режиме.

#### **Исследование динамики установки в режиме разрядки**

Поскольку, как показали исследования статистики установки, имеются существенные отличия в работе подсистемы разрядки в режимах максимальной и близкой к минимальной мощности разрядки энергоблока, то для обоснования соответствия энергоблока с САТЭ требованиям нормативной документации при участии в регулировании частоты сети во всем диапазоне мощности разрядки расчеты динамики выполнены для обеих указанных областей значений мощности.

Основные регулируемые параметры в режиме разрядки при регулировании частоты – это мощность турбины, которую необходимо приводить в соответствие с мощностью потребителя, и температура питательной воды на входе в парогенератор, значение которой необходимо поддерживать постоянным.

Для простоты исследования рассматривалась работа энергоблока в изолированной сети при скачкообразном изменении ее мощности  $N_c$ . Поскольку в сети отсутствуют другие генераторы, нагрузка рассматриваемого генератора моментально меняется на эту же величину, а частота вращения его ротора и скорость ее изменения, а также требуемое изменение величины мощности турбины и текущее ее значение на каждом шаге счета определяются следующими уравнениями [10]:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J\omega_{m-1}}(N_{Tm} - N_C);$$

$$\Delta\omega = \frac{d\omega}{dt} \Delta t;$$

$$\omega_m = \omega_{m-1} + \Delta\omega;$$

$$\Delta N_{Tm} = \sum \Delta N_{Tm-1} + \frac{\Delta\omega}{S};$$

$$N_{Tm} = N_{Tm-1} - \Delta N_{Tm},$$

где  $J$  – момент инерции ротора турбины и генератора, кг·м<sup>2</sup>;  $N_T$  – мощность турбины, Вт;  $\omega$  – круговая частота вращения, рад/с;  $\Delta t$  – шаг счета, с;  $m$  – номер шага (расчета);  $\sum \Delta N_{Tm-1}$  – последнее суммарное изменение мощности турбины на шагах расчета, на которых пошаговое изменение мощности не превышало зону нечувствительности реле;  $S$  – статизм статической характеристики системы регулирования турбины, рад/(с·Вт).

Сигнал требуемого изменения мощности турбины поступает на ПИ-регулятор. Составляющие его математическую модель уравнения [11] описывают следующее:

значение входного сигнала на реле

$$X_{1m} = K_1(-\Delta N_{Tm}) - K_{\text{обрсв}} X_{\text{обрсв}},$$

где  $K_1$  и  $K_{\text{обрсв}}$  – соответственно, коэффициент усиления сигнала и коэффициент обратной связи;  $X_{\text{обрсв}}$  – величина обратной связи,

$$X_{\text{обрсв}} = X_{\text{обрсв}} + \frac{dX_{\text{обрсв}}}{dT} \Delta t;$$

$$\frac{dX_{\text{обрсв}}}{dT} = \frac{\sigma - X_{\text{обрсв}}}{T_{\text{и}}},$$

где  $T_{\text{и}}$  – интегральная постоянная;

значение выходного сигнала релейного усилителя

$$\sigma_m = \begin{cases} 0 & \text{при } |X_1| < l_1; \\ 0 & \text{при } |X_1| > l_1 \text{ и } \sigma_{m-1} = 0; \\ 1 & \text{при } X_1 > l_2; \\ 1 & \text{при } X_1 > l_1 \text{ и } \sigma_{m-1} = 1; \\ -1 & \text{при } X_1 < -l_2; \\ -1 & \text{при } X_1 < -l_1 \text{ и } \sigma_{m-1} = -1, \end{cases}$$

где  $l_1$  и  $l_2$  – соответственно зона нечувствительности и зона возврата реле.

По значениям выходного сигнала реле, отличного от нуля, и постоянной времени электропривода  $T_{\text{пр}}$  вычисляются значения производной относительного положения и самого относительного положения регулирующего органа (отношение текущего положения штока клапана к максимально возможному) без учета ограничений:

$$\frac{dX_{\text{кл1}}}{d\tau} = \frac{\sigma}{T_{\text{пр}}}; \quad X_{\text{кл1}} = X_{\text{кл1}} + \frac{dX_{\text{кл1}}}{d\tau} \Delta \tau.$$

В результате на клапан, регулирующий расход пара и, соответственно, мощность турбины, поступает сигнал  $X_{\text{кл1}}$  того или иного знака на перемещение, и клапан перемещается в положение  $X_{\text{кл}}$  с учетом ограничений крайних положений:

$$X_{\text{кл}} = \begin{cases} X_{\text{кл1}} & \text{при } X_{\text{кл1}} < 1; \\ 1 & \text{при } X_{\text{кл1}} \geq 1; \\ 0 & \text{при } X_{\text{кл1}} \leq 0. \end{cases}$$

Как указывалось, для поддержания постоянной мощности реактора требуется и автоматическое поддержание температуры питательной воды на входе в парогенератор, осуществляемое изменением расхода греющего масла через ТРВД. Для упрощения работы данной системы целесообразно поддерживать постоянное давление пара в деаэраторе, что и было принято в данном исследовании.

В разработанной системе автоматического регулирования использованы типовые регуляторы постоянной скорости вращения с электроприводом и реальными параметрами настройки, представленными в нижеследующей таблице.

Были проведены следующие расчеты в интервале времени 240 сек. с шагом расчета 0,05 сек:

при максимальном и минимальном значениях мощности энергоблока в диапазоне разрядки (соответственно 115 и 102 % от  $N_{\text{ном}}$ );

при скачкообразном изменении частоты в сети на величину 0,0625 Гц (0,125 % от значения номинальной частоты) – максимально возможную, с которой справляется принятая система регулирования частоты при условии ее автономной работы;

для исходного стационарного состояния системы с частотой в сети 50,0 Гц при комбинированном изменении частоты в сети – сначала

**Настройки регуляторов мощности турбины и температуры питательной воды**

Характеристики САР	Условное обозначение	Значение характеристики	
		Для регулятора мощности турбины	Для регулятора температуры питательной воды
Положение клапана в режиме разрядки	$X_{кл}$	0,4	0,5
Постоянная времени привода	$T_{пр}$	30 с	15 с
Постоянная интегрирования	$T_{и}$	5 с	5 с
Коэффициент обратной связи	$K_{обр св}$	0,5	0,05
Коэффициент усиления сигнала	$K_1$	1	1
Зона нечувствительности	$l_1$	0,5	0,05
Зона возврата	$l_2$	1	0,11

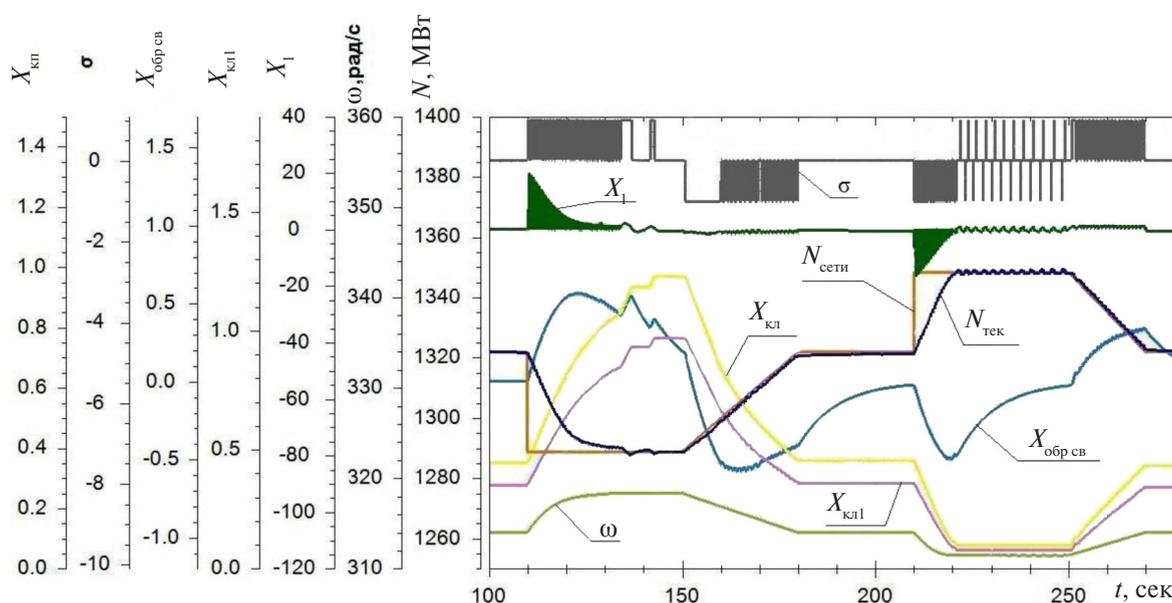


Рис. 3. Графики изменения во времени основных режимных параметров энергоблока с САТЭ и САР в режиме регулирования частоты тока в сети при мощности разрядки 115 %  $N_{ном}$  (условно обозначено:  $G$  – расход пара через 4-й отбор, кг/с;  $\omega$  – частота в сети, рад./с;  $N_{тек}$  – текущее значения мощности энергоблока, МВт;  $N_{зад}$  – заданное значение мощности энергоблока, МВт)

скачком в сторону ее увеличения на 0,0625 Гц, затем после завершения требуемого изменения мощности турбины и установления стационарного состояния энергоблока – возвращение в исходное состояние 50,0 Гц, далее, после завершения нового переходного периода и возвращения системы в стационарное состояние, – скачком в сторону ее уменьшения до уровня 49,935 Гц.

Результаты расчетов представлены:

на рис. 3 – графиками изменения во времени основных режимных параметров энергобло-

ка с САТЭ и САР в режиме регулирования частоты тока в сети при мощности разрядки 115 %  $N_{ном}$ ;

на рис. 4 – графиками изменения исследуемых параметров турбины в режиме регулирования частоты в сети при мощности разрядки 115 %  $N_{ном}$ ;

на рис. 5 – графиками изменения исследуемых параметров турбины в режиме в регулирования частоты тока в сети при мощности разрядки 102 %  $N_{ном}$ .

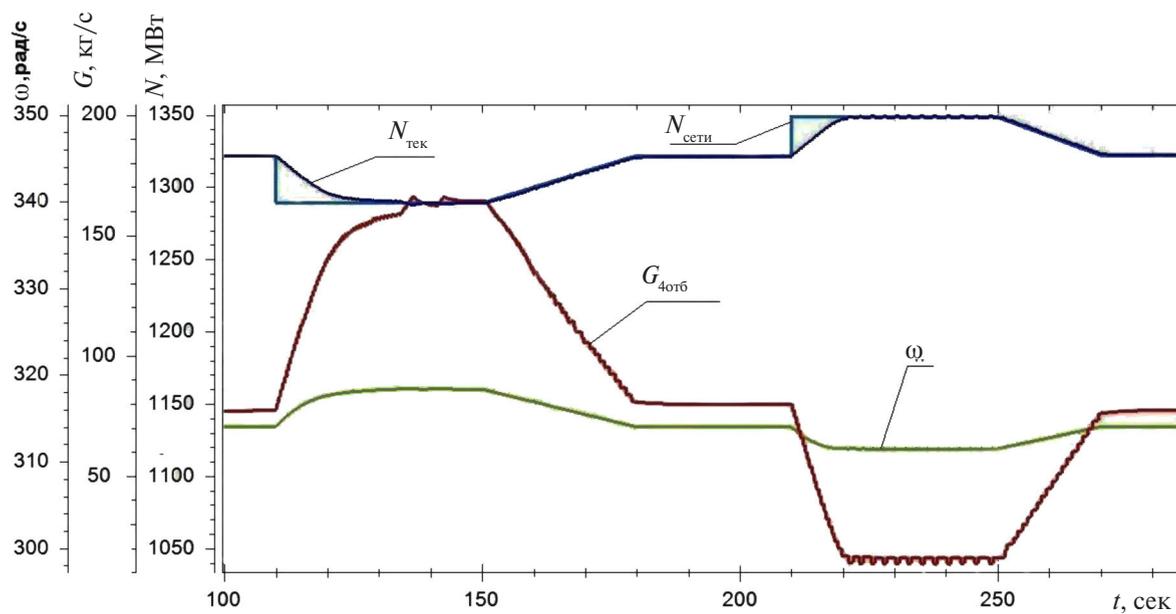


Рис. 4. Графики изменения исследуемых параметров турбины в режиме регулирования частоты тока в сети при мощности разрядки 115 %  $N_{ном}$

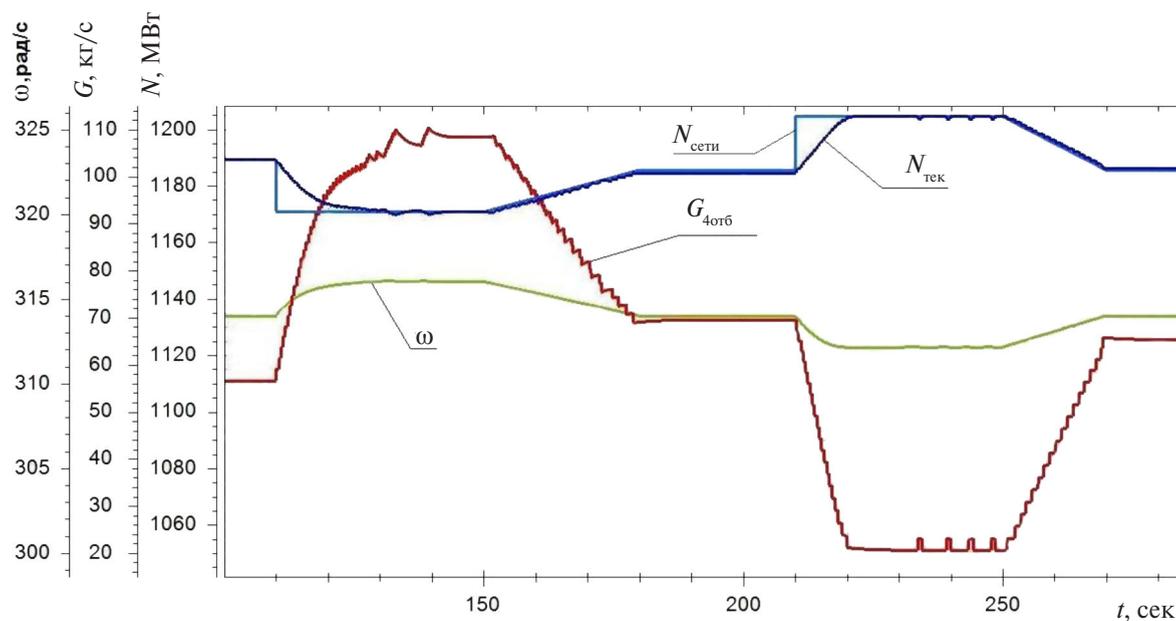


Рис. 5. Графики изменения исследуемых параметров турбины в режиме регулирования частоты тока в сети при мощности разрядки 102 %  $N_{ном}$

### Анализ полученных результатов

Как следует из представленных графиков, АЭС с рассматриваемой системой аккумулирования тепловой энергии при рекомендуемых системах регулирования мощности турбины и температуры питательной воды в режиме разрядки полностью удовлетворяет нормативным требованиям по скорости изменения мощности турбины при регулировании частоты сети без изменения при этом мощности реакторной установки.

Полученные в процессе исследования разрядки значения максимальной мощности турбины и диапазона изменения мощности при регулировании частоты в сети — не предельные для рассматриваемого энергоблока, что очень важно.

Максимальная мощность разрядки определяется минимально допустимым перепадом давления на СРК турбины при его максимальной площади проходного сечения, а значит, допустимой степенью его открытия (в данном случае — конструктивными особенностями СРК турбины К-1200-6,9/50).

Диапазон изменения мощности турбины при регулировании частоты определяется теплотехнической характеристикой регенеративного теплообменника, подключенного к регулируемому (при регулировании частоты) отбору пара, (в рассмотренном случае — конденсирующей способностью ПНД-4). При увеличении поверхности конденса-

ции теплообменника должен возрасти расход конденсируемого пара, а следовательно, и возможный диапазон изменения мощности турбины при регулировании частоты в сети.

Представленные результаты по регулированию мощности турбины путем изменения величины регенеративного отбора получены при последовательном подключении теплообменников разрядки к соответствующим частям регенеративной установки и поддержании постоянного давления пара в деаэраторе (для упрощения системы регулирования температуры питательной воды на входе в парогенераторы).

### Выводы

В результате проведенного исследования обоснована возможность участия АЭС с аккумуляторами тепловой энергии в регулировании частоты в электрической сети без изменения мощности реактора.

Учитывая трудности выполнения требования участия АЭС с ВВЭР в регулировании частоты из-за низких маневренных характеристик реактора (особенно активной зоны), приводящих к быстрому истощению ресурса конструкции при переменных нагрузках, а также отсутствие публикаций по этому вопросу, включая работу АЭС с САТЭ при постоянной мощности реактора, полученные результаты представляют большой научный и практический интерес.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технические требования к участию АЭС в первичном регулировании частоты тока в энергосистеме и в изменениях нагрузки АЭС по диспетчерскому заданию / ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС». Утверж. 20 сентября 2004 г.

2. Бекман Г., Гилли П. Тепловое аккумулирование энергии. М.: Мир, 1987. 270 с.

3. Болдырев В. М., Воронков М. Е., Синева Н. М., Чаховский В. М. Маневренные АЭС с аккумуляторами тепла // Энергетика. 1988. № 1. 153–157.

4. Сопленков К. И., Чаховский В. М., Воронин А. Л. Система аккумулирования тепловой энергии (САТЭ) повысит конкурентоспособность АЭС в условиях суточного регулирования электрических нагрузок. М.: Изд-во ФГУП «ЦНИИАтоминформ», Центр «Атоминновация», 2007.

5. Чаховский В. М., Сопленков К. И. Сэкономим? Энергоэффективность теплоаккумулирующих систем в атомной энергетике // Росэнергоатом. 2010. №2. 6 с.

6. Бажанов В. В., Лощаков И. И., Щуклинов А. П. Исследование возможности использования на АЭС

аккумуляторов тепловой энергии при регулировании частоты тока в сети // Известия вузов. Ядерная энергетика. 2013. №4. С. 29–36.

7. СТО 5912820.27.120.20.002-2010. Нормы участия энергоблоков АЭС в нормированном первичном регулировании частоты. М.: Изд-во ОАО «СО ЕЭС», 2010. 34 с.

8. ГОСТ Р 55890-2013. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2014.

9. Самойлов Г. С., Трояновский Б. М. Переменные и переходные режимы в паровых турбинах. М.: Энергоиздат, 1982. 496 с.

10. Фрагин М. С. Регулирование и маслоснабжение паровых турбин: настоящая и ближайшая перспектива. СПб.: Энерготех, 2005. Серия «Проблемы энергетика». Вып. 6. 248 с.

11. Бесекерский В. А., Попов Е. П. Теория систем автоматического управления, СПб.: Профессия, 2003. 752 с.

## REFERENCES

1. Tekhnicheskiye trebovaniya k uchastiyu AES v pervichnom regulirovanii chastoty toka v energosisteme i v izmeneniyakh nagruzki AES po dispetcherskomu zadaniyu. [Technical requirements for NPP participation in the primary frequency control of electrical current in the power system and in changes of NPP load in the schedule of electric loads] / OAO «SO-TsDU EES». Utver. 20 sentyabrya 2004g. (rus)
2. Beckmann G., Gilli P. Teplovoye akkumulirovaniye energii. [Thermal energy storage] M.: Mir, 1987. 270 s. (rus)
3. Boldyrev V.M., Voronkov M.Ye., Sinev N.M., Chakhovskiy V.M. Manevrennyye AES s akkumulyatorami tepla. [Maneuverable NPP with heat accumulators]. *Energetika*. 1988. №1. S. 153–157. (rus)
4. Soplenkov K.I., Chakhovskiy V.M., Voronin A.L. Sistema akkumulirovaniya teplovoy energii (SATE) povysit konkurentosposobnost AES v usloviyakh sutochnogo regulirovaniya elektricheskikh nagruzok. [Thermal energy accumulation system will increase the competitiveness of nuclear power plant in conditions of daily electric loadings control] M.: FGUP «TsNIIATOMINFORM», Tsentr «Atominnovatsiya», 2007. (rus)
5. Chakhovskiy V.M., Soplenkov K.I. Sekonomim? Energoeffektivnost teploakkumuliruyushchikh sistem v atomnoy energetike. [Let's save? Energy efficiency of heat accumulation systems in the nuclear power]. *Rosenergoatom* 2010. №2. 6 s. (rus)
6. Bazhanov V.V., Loshchakov I.I., Shchuklinov A.P. Issledovaniye vozmozhnosti ispolzovaniya na AES akkumulyatorov teplovoy energii pri regulirovanii chastoty toka v seti. [Research of possibility of using thermal energy accumulators on the nuclear power plant at regulation of frequency of current in the power network]. *Izvestiya vuzov. Yadernaya energetika*. 2013. № 4. S. 29–36. (rus)
7. STO 5912820.27.120.20.002-2010. Normy uchastiya energoblokov AES v normirovannom pervichnom regulirovanii chastoty. [Standards of NPP participation in the initial normalized frequency control] M.: OAO «SO EES», 2010. 34 s. (rus)
8. GOST R 55890-2013. Operativno-dispetcherskoye upravleniye. Regulirovaniye chastoty i peretokov aktivnoy moshchnosti. Normy i trebovaniya. [Operational dispatch control. Frequency control and active power flows. Standards and requirements]. M.: Standartinform, 2014. (rus)
9. Samoylov G.S., Troyanovskiy B.M. Peremennyye i perekhodnyye rezhimy v parovykh turbinakh. [Variable and transition modes in steam turbines] M.: Energoizdat, 1982. 496 s. (rus)
10. Fragin M.S. Regulirovaniye i maslosnabzheniye parovykh turbin: nastoyashchaya i blizhayshaya perspektiva. [Regulation and oil supply of steam turbines: present and nearest perspective] SPb.: Energotekh, 2005. 248 s. *Seriya «Problemy energetiki»*. Vyp. 6. 248 s. (rus)
11. Besekerskiy V.A., Popov Ye.P. Teoriya sistem avtomaticheskogo upravleniya. [The theory of automatic control systems]. SPb.: Professiya, 2003. 752 s. (rus)

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ/AUTHORS

**БАЖАНОВ Владислав Васильевич** – кандидат технических наук ведущий научный сотрудник ОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова».

Россия, 191167, Санкт-Петербург, ул. Атаманская, д. 3/6.

E-mail: vladislavbazhanov@yandex.ru

**BAZHANOV Vladislav V.** – Joint-Stock Company “I.I. Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment”.

3/6 Atamanskaya str., Saint-Petersburg, 191167, Russia.

E-mail: vladislavbazhanov@yandex.ru

**ЛОЩАКОВ Игорь Иванович** – доктор физико-математических наук профессор Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

195251, Россия, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

E-mail: loshchakov@mail.ru

**LOSCHAKOV Igor I.** – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.

29 Politechnicheskaya St., St. Petersburg, 195251, Russia.

E-mail: loshchakov@mail.ru

**ЩУКЛИНОВ Алексей Павлович** – ассистент Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

195251, Россия, г. Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

E-mail: mupol@mail.ru

**SCHUKLINOV Aleksei P.** – Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University.

29 Politechnicheskaya St., St. Petersburg, 195251, Russia.

E-mail: mupol@mail.ru