

УВЕЛИЧЕНИЕ МОЩНОСТИ АЭС С ВВЭР ПУТЕМ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА КОНТРОЛЯ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ

© 2024 г. Ю. В. Смолкин^а, С. А. Канатов^б, Д. А. Соболев^а, Д. В. Степанов^а, Е. Н. Кулаков^{а, *}

^аНаучно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования
им. И.И. Ползунова (НПО ЦКТИ), Атаманская ул., д. 3/6, Санкт-Петербург, 191167 Россия

^бАО «Атомтехэнерго», Московский филиал «Центратомтехэнерго», Воронцовский пер., д. 2, Москва, 109044 Россия

*e-mail: scheme@ckti.ru

Поступила в редакцию 03.08.2023 г.

После доработки 14.09.2023 г.

Принята к публикации 27.09.2023 г.

Контроль тепловой экономичности является важнейшим условием обеспечения эффективности работы АЭС. Для этого точность показаний измерительных приборов должна позволять определять фактические значения параметров тепловой схемы, тепловую экономичность и отклонения характеристик турбоустановки от нормативных показателей. Выполнена оценка погрешности определения тепловой мощности реактора с использованием теплофизических параметров активной зоны и параметров парогенератора. Показано, что наибольшая точность определения тепловой мощности реактора может быть достигнута лишь при повышении точности определения тепловой мощности парогенератора. Анализ показал, что погрешность определения тепловой мощности реактора более чем на 95% обусловлена погрешностью определения расхода питательной воды. Повышение точности определения тепловой мощности реактора обеспечит получение более точных данных о выработке электроэнергии при работе на номинальных параметрах в режиме заданной нейтронной мощности благодаря поддержанию реальной тепловой мощности реакторной установки, наиболее близкой к проектному значению, а также увеличит диапазон доступных для эксплуатации мощностей при работе в режиме поддержания заданной электрической мощности за счет увеличения ее максимального значения. Одним из критериев экономической эффективности работы АЭС при заданном периоде работы является максимум ее энерговыработки. С помощью разработанной математической модели турбоустановки АЭС-2006 (ВВЭР-1200) выявлены влияние погрешности определения параметров тепловой схемы на электрическую мощность энергоблока и те параметры, которые в наибольшей степени влияют на погрешность оценки электрической мощности. На основе анализа влияния погрешности определения теплотехнических параметров турбины, промежуточной сепарации и перегрева пара, регенерации высокого и низкого давления, низкпотенциальной части турбоустановки получена общая погрешность определения электрической мощности. Эти данные позволяют сформулировать требования к погрешности измерения расхода, температуры и давления в зависимости от допускаемой погрешности оценки электрической мощности. Анализ эксплуатационных данных энергоблоков ЛАЭС-2, НВАЭС-2 и БелАЭС показал, что потенциал увеличения электрической мощности при повышении точности определения параметров тепловой схемы составляет 10–15 МВт.

Ключевые слова: АЭС, турбоустановка, тепловая экономичность, параметры, погрешность измерения, мощность энергоблока, экономическая эффективность, измерительные приборы

DOI: 10.56304/S0040363624030093

Надежное и безопасное производство электрической энергии на АЭС традиционно находится в центре внимания как специалистов, так и общественности. Неравномерное распределение ресурсов, которые концентрируются главным образом вокруг первостепенной задачи — обеспечения ядерной безопасности, иногда отодвигает вопросы тепловой эффективности на второй план, хотя экономичная выработка электроэнергии является основной задачей АЭС как крупного участника генерации в энергосистеме.

Максимальная тепловая эффективность эксплуатации АЭС может быть достигнута при ее работе в базовой части графика нагрузки энергосистемы при номинальной (лицензионной) тепловой мощности реактора. В этом случае критерий максимума тепловой экономичности соответствует критерию максимума электрической мощности, отпускаемой в энергосистему. Электрическая мощность энергоблока определяется прежде всего тепловой мощностью реактора, которая может быть рассчитана с использовани-

ем теплофизических параметров I и II контуров энергоблока.

ПОГРЕШНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОВой МОЩНОСТИ РЕАКТОРА

Тепловую мощность активной зоны (АЗ) реактора Q_{AZ} (по параметрам I контура) вычисляют на основе данных по температуре и расходу теплоносителя по формуле

$$Q_{AZ} = G_T (h_{вых} - h_{вх}), \quad (1)$$

где G_T – расход теплоносителя; $h_{вых}$, $h_{вх}$ – энтальпия теплоносителя на выходе из АЗ и входе в нее.

При дифференцировании уравнения (1) и переходе к конечным приращениям можно получить следующее выражение:

$$\frac{\Delta Q_{AZ}}{Q_{AZ}} = \frac{\Delta G_T}{G_T} + \frac{\Delta h_{вых}}{h_{вых} - h_{вх}} - \frac{\Delta h_{вх}}{h_{вых} - h_{вх}}. \quad (2)$$

При оценке общей погрешности определения тепловой мощности реактора на основе погрешности современных и перспективных измерительных приборов нужно исходить из того, что они носят случайный характер и подчиняются нормальному закону распределения. При этом обычно принимают во внимание, что погрешность составляющих элементов соответствует двум среднеквадратическим отклонениям при доверительной вероятности 95%.

Общее среднеквадратическое отклонение $\sigma_{общ}$ вычисляют по формуле

$$\sigma_{общ} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \sigma_i^2}, \quad (3)$$

где n – количество параметров; σ_i – среднеквадратическое отклонение i -го параметра.

В табл. 1 приведены погрешности определения тепловой мощности реактора в зависимости от погрешности определения его теплофизических параметров.

Если исходить из норматива точности измерений основных теплотехнических величин для АЭС с ВВЭР-1000 [1], погрешность определения температуры теплоносителя реактора составляет 1%,

расхода теплоносителя – 2%. В этом случае общая погрешность определения тепловой мощности реактора может быть оценена на уровне 9.8%.

Основной причиной низкой точности определения тепловой мощности реактора по параметрам I контура является высокая погрешность определения нагрева теплоносителя реактора в активной зоне. Даже если уменьшить погрешность измерения температуры теплоносителя до 1°C, а его расхода – до 1%, то и в этом случае погрешность определения тепловой мощности активной зоны реактора составит 3.3%. Определение тепловой мощности реактора на основе нейтронно-физических расчетов активной зоны также не может дать большую точность.

ПОГРЕШНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОВой МОЩНОСТИ ПАРОГЕНЕРАТОРА

Определение тепловой мощности реактора Q_p по теплофизическим характеристикам II контура базируется на тепловом балансе

$$Q_p = Q_{ПГ} - Q_{ГЦН} + \Delta Q_{пот}, \quad (4)$$

где $Q_{ПГ}$ – тепловая мощность парогенератора (ПГ); $Q_{ГЦН}$ – тепловая мощность, подведенная от главных циркуляционных насосов (ГЦН) и компенсатора давления; $\Delta Q_{пот}$ – тепловые потери I контура АЭС.

Мощность $Q_{ГЦН}$ и потери $\Delta Q_{пот}$ являются измеряемыми величинами, и их разность для проекта АЭС-2006 (ВВЭР-1200) оценивается на уровне 12 МВт.

Основными теплотехническими параметрами парогенератора являются:

расход питательной воды $G_{п.в.}$;

расход продувки парогенератора $G_{прод.}$;

давление $p_{ПГ}$ и влажность $y_{ПГ}$ генерируемого в парогенераторе пара;

температура $t_{п.в.}$ и давление $p_{п.в.}$ питательной воды.

Тепловую мощность парогенератора вычисляют по формуле

$$Q_{ПГ} = (G_{п.в.} - G_{прод.})(h_0 - h_{п.в.}) + G_{прод.}(h' - h_{п.в.}), \quad (5)$$

Таблица 1. Погрешность определения тепловой мощности активной зоны реактора

Показатель	Значение	
Погрешность определения исходная:		
расхода теплоносителя, %	2	1
температуры теплоносителя на входе в активную зону и выходе из нее, °C	3	1
Погрешность определения измененная, %:		
расхода теплоносителя	2	1
температуры теплоносителя на входе в активную зону и выходе из нее	6.8	2.2
Общая погрешность определения тепловой мощности активной зоны, %	9.8	3.3

Таблица 2. Погрешность определения тепловой мощности парогенератора

Показатель	Значение			
Погрешность определения исходная:				
расхода питательной воды, %	2.0	1.0	0.5	0.3
давления пара, %	1.0	1.0	1.0	1.0
влажности пара, %	0.10	0.10	0.05	0.05
температуры питательной воды, °С	2.0	1.0	0.5	0.5
Погрешность определения измененная, %:				
расхода питательной воды	2.0	1.0	0.5	0.3
давления пара	0.06	0.06	0.06	0.06
влажности пара	0.08	0.08	0.04	0.04
температуры питательной воды	0.53	0.27	0.14	0.14
Общая погрешность определения тепловой мощности парогенератора, %	2.07	1.04	0.52	0.34

где h_0 – энтальпия пара на выходе парогенератора; $h_{п.в}$ – энтальпия питательной воды; h' – энтальпия воды на линии насыщения.

Применение постоянной и периодической продувок парогенератора обусловлено требованием обеспечить необходимые качество пара и концентрации примесей в воде и практически не влияет на тепловую экономичность энергоблока. Учет их при расчете тепловой мощности приводит только к некоторому увеличению тепловой мощности реактора, поэтому в дальнейшем они не используются.

При дифференцировании выражения (5) (без учета продувки парогенератора) и переходе к конечным приращениям получают относительную погрешность определения тепловой мощности ПГ как сумму членов, отражающих влияние погрешности определения каждого параметра:

$$\frac{\Delta Q_{ПГ}}{Q_{ПГ}} = \frac{\Delta G_{п.в}}{G_{п.в}} + \frac{\Delta h_{0(p_{ПГ})}}{h_0 - h_{п.в}} + \frac{\Delta h_{0(y_{ПГ})}}{h_0 - h_{п.в}} - \frac{\Delta h_{п.в}}{h_0 - h_{п.в}}, \quad (6)$$

где $\Delta h_{0(p_{ПГ})}$, $\Delta h_{0(y_{ПГ})}$, $\Delta h_{п.в}$ – погрешность определения энтальпий от погрешности измерения давления пара, влажности пара и температуры питательной воды соответственно.

До разработки высокоточных (на основе труб Вентури, ультразвуковых) расходомеров погрешность определения расхода питательной воды на зарубежных АЭС принимали на уровне 2%. Фактически такая погрешность принимается и на отечественных АЭС [2].

Из данных табл. 2 следует, что более чем на 95% погрешность определения тепловой мощности парогенератора обусловлена погрешностью определения расхода питательной воды. Для обеспечения этого условия необходимо, чтобы при повышении точности определения расхода питательной воды возрастала и точность определения ее температуры (погрешность не более 0.5°С, по данным [3, 4] она может составлять 0.3–0.4°С).

Поскольку возможная погрешность ($Q_{ГЦН} - Q_{пот}$) не превышает 1 МВт, то и погрешность определения тепловой мощности реактора фактически зависит от погрешности определения расхода питательной воды.

Точный расчет тепловой мощности реактора важен, так как позволяет убедиться в том, что его тепловая мощность остается в пределах безопасной работы и ниже погрешности, указанной в лицензии (рис. 1). Уточнение расчета тепловой мощности благодаря установке измерительных приборов повышенной точности дает возможность снизить погрешность, содержащуюся в первоначальной лицензии, и повысить выходную мощность (рис. 2).

На некоторых зарубежных АЭС благодаря установке высокоточных ультразвуковых расходомеров удалось достичь погрешности определения тепловой мощности реактора 0.3%, что позволило повысить электрическую мощность на 1.7% (при изначальной погрешности 2.0%) [3, 4],



Рис. 1. Уровень максимально допустимой мощности реактора

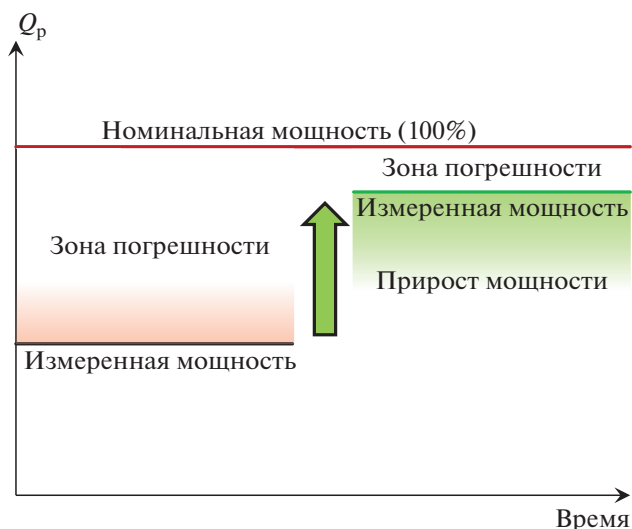


Рис. 2. Повышение уровня максимально допустимой мощности реактора путем сжатия зоны погрешности измерения

т.е. на 20 МВт, для энергоблока электрической мощностью 1200 МВт. Поскольку повышение электрической мощности на 1 МВт экономически эквивалентно снижению капитальных затрат на энергоблок примерно на 200 млн руб. [5], то общий экономический эффект повышения электрической мощности на 20 МВт может составить 4 млрд руб. (без учета стоимости новых высокоточных измерительных приборов).

ПОГРЕШНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ТУРБОУСТАНОВКИ

Погрешность определения тепловой экономичности (электрической мощности) зависит не только от погрешности оценки тепловой мощности реактора, но и от погрешности определения параметров турбоустановки. Для определения погрешности оценки электрической мощности энергоблока в настоящей работе использовали математическую модель турбоустановки АЭС-2006, представляющую собой решение системы уравнений материального и теплового балансов в узлах схемы с использованием данных завода-изготовителя по характеристикам проточной части турбины. С помощью этой модели при задаваемой погрешности измерения конкретного параметра определяется изменение электрической мощности. Суммарное влияние параметров рассчитывается по известной формуле

$$\Delta N_{\Sigma} = \sqrt{\sum_{i=1}^n \Delta N_i^2}, \quad (7)$$

где n — количество i -х параметров; ΔN_i — влияние погрешности i -го параметра на изменение электрической мощности.

При исследовании погрешности определения параметров турбоустановки был выполнен анализ влияния теплотехнических параметров следующих систем тепловой схемы турбоустановки:

турбины [цилиндры высокого (ЦВД) и низкого (ЦНД) давления];

промежуточной сепарации и перегрева пара (ПСПП);

регенерации высокого давления [подогреватели высокого давления (ПВД)];

регенерации низкого давления [подогреватели низкого давления (ПНД)];

низкопотенциальной части турбоустановки.

Погрешность определения параметров турбины. Коэффициент полезного действия проточных частей турбины оказывает преобладающее влияние на энергетическую эффективность АЭС. При работе турбины на влажном паре отсутствует возможность рассчитать эти характеристики, поскольку проблематично определить влажность пара в отборе. Только при работе на перегретом паре возможно оценить эффективность работы проточных частей турбины. Поэтому целесообразно за основу принять данные завода — изготовителя турбины.

Внешними параметрами для ЦВД и ЦНД турбины являются расход, давление и влажность свежего пара, а также давление пара на выходе ЦНД. При этом в соответствии с формулой Флюгеля — Стодоль для эксплуатируемой турбины существует зависимость давления пара на входе в турбину, а также в промежуточных отборах от его расхода. При изменении расхода пара на 1% его давление изменяется также на 1%. В табл. 3 приведены данные по изменению электрической мощности турбоустановки в зависимости от погрешности определения параметров турбины.

Поскольку давление пара в проточной части турбины пропорционально его расходу, то для контроля показателей расхода питательной воды и пара и тем самым тепловой мощности парогенератора и реактора желательно измерять давление пара с точностью не меньшей, чем точность измерения расхода.

Погрешность определения параметров системы промежуточной сепарации и перегрева пара. Система ПСПП оказывает влияние на надежность работы и энергетическую эффективность турбоустановки. Основными характеристиками ее являются:

коэффициент влагоудаления сепаратора;

потеря давления нагреваемого пара;

температурный напор на выходе I и II ступени промежуточного перегрева.

При измерении расхода сепарата и конденсата греющего пара можно оценить качество работы сепаратора и КПД ЦВД. К сожалению, даже в

Таблица 3. Зависимость изменения электрической мощности турбоустановки от погрешности определения параметров ЦВД и ЦНД

Показатель	Значение			
Погрешность определения:				
расхода свежего пара, %	2.0	1.0	0.5	0.3
влажности свежего пара, %	0.1	0.1	0.05	0.05
давления пара на выходе ЦНД, кПа	0.2	0.2	0.1	0.1
Изменение электрической мощности, МВт, в соответствии с погрешностью определения:				
расхода свежего пара	25.1	12.5	6.3	3.8
влажности свежего пара	1.2	1.2	0.6	0.6
давления пара на выходе ЦНД	1.6	1.6	0.8	0.8
параметров ЦВД и ЦНД	25.2	12.7	6.4	3.9

Таблица 4. Зависимость изменения электрической мощности турбоустановки от погрешности измерения параметров системы ПСПП

Показатель	Значение	
Погрешность определения:		
расхода сепарата, %	1.0	0.5
потери давления нагреваемого пара, %	10.0	5.0
температурного напора на выходе I ступени перегрева, °С	2.0	1.0
температурного напора на выходе II ступени перегрева, °С	2.0	1.0
Изменение электрической мощности, МВт, в соответствии с погрешностью определения:		
расхода сепарата	0.54	0.27
потери давления нагреваемого пара	0.58	0.29
температурного напора на выходе I ступени перегрева	0.38	0.19
температурного напора на выходе II ступени перегрева	0.04	0.02
параметров системы ПСПП	0.88	0.44

схеме АЭС-2006 предусмотрено измерение этого расхода только совместно с измерением расхода конденсата пара ПНД-4. Кроме того, сопоставление этого расхода для разных энергоблоков АЭС-2006 показывает значительную погрешность этого измерения. На новых энергоблоках АЭС необходимо предусмотреть измерение расхода сепарата отдельно от измерения расхода дренажа ПНД-4.

В табл. 4 приведена оценка изменения электрической мощности энергоблока в зависимости от погрешности измерения параметров ПСПП.

Погрешность определения параметров системы регенерации высокого давления. Тепловая схема турбоустановки АЭС-2006 включает в себя две ступени подогрева питательной воды: ПВД-6, ПВД-7. Эффективность работы ПВД характеризуется температурным напором на выходе питательной воды и недоохлаждения конденсата греющего пара на его выходе. В табл. 5 приведены данные по изменению электрической мощности турбоустановки в зависимости от погрешности измерения температурных напоров.

Погрешность определения параметров системы регенерации низкого давления. Система регенера-

ции низкого давления включает в себя подогреватели поверхностного типа (ПНД-1, ПНД-3, ПНД-4), смешивающего типа (ПНД-2) и деаэра-тор. В табл. 6 приведены данные по изменению электрической мощности турбоустановки в зависимости от погрешности измерения параметров ПНД и деаэратора.

Для смешивающего ПНД-2 и деаэратора погрешность измерения давления пара, приводящая к изменению температуры конденсата на 1°С, равна соответственно 3.0 и 2.5%.

Для контроля качества работы системы регенерации турбоустановки важно, чтобы погрешность определения температурного напора в подогревателе не превышала 10%.

Погрешность определения параметров низкопотенциальной части турбоустановки. Низкопотенциальная часть турбоустановки включает в себя конденсатор и системы подачи охлаждающей воды и удаления неконденсирующихся газов. Давление пара на выходе ЦНД является функцией расхода охлаждающей воды и ее температуры на входе в конденсатор и выходе из него. Как показывает опыт создания АЭС с ВВЭР, технически

Таблица 5. Зависимость изменения электрической мощности турбоустановки от погрешности измерения параметров системы ПВД

Показатель	ПВД-6		ПВД-7	
Погрешность измерения температурного напора, °С, на выходе:				
питательной воды	1.0	0.5	1.0	0.5
конденсата греющего пара	1.0	0.5	1.0	0.5
Изменение электрической мощности, МВт, в соответствии с погрешностью определения температурного напора:				
на выходе питательной воды	0.85	0.43	2.65	1.33
на выходе конденсата греющего пара	0	0	0.03	0.02
параметров системы регенерации высокого давления	0.85	0.43	2.65	1.33

Таблица 6. Зависимость изменения электрической мощности турбоустановки от погрешности измерения параметров системы ПНД при изменении температурного напора на 1°С (или при соответствующем изменении давления насыщения)

Показатель	ПНД-1	ПНД-2	ПНД-3	ПНД-4	Деаэратор	Параметры системы ПНД
Изменение электрической мощности турбоустановки, МВт	0.22	0.29	0.27	0.13	0.03	0.47

Таблица 7. Зависимость изменения электрической мощности турбоустановки от погрешности измерения параметров ее низкопотенциальной части

Показатель	Значение			
Погрешность измерения:				
давления пара в конденсаторе, кПа	0.2	0.2	0.1	0.1
температуры охлаждающей воды, °С	1.0	0.5	0.2	0.1
Изменение электрической мощности, МВт, в соответствии с погрешностью определения:				
давления пара в конденсаторе (в линейной зоне зависимости мощности)	2	2	1	1
температуры охлаждающей воды:				
при 15°С	0.41	0.22	0.09	0.04
при 20°С	2.16	1.00	0.37	0.18
при 25°С	4.50	2.22	0.89	0.45
при 30°С	6.64	3.28	1.30	0.65

организовать измерение расхода охлаждающей воды с необходимой точностью сложно.

Представляется более обоснованным определять отвод тепла в холодный источник на основе теплового баланса турбоустановки. Тепловую мощность конденсатора Q_k вычисляют по формуле

$$Q_k = Q_{\text{ПГ}} \eta_{\text{т.п}} - \frac{N_{\text{э}}}{\eta_{\text{ген}}}, \quad (8)$$

где $\eta_{\text{т.п}}$ — КПД теплового потока машинного зала АЭС (0.99); $N_{\text{э}}$ — электрическая мощность турбоустановки; $\eta_{\text{ген}}$ — КПД электрогенератора.

Так как $Q_{\text{ПГ}}$ в настоящее время рассчитывается с погрешностью около 2%, то погрешность определения тепловой мощности конденсатора нахо-

дится на уровне погрешности определения тепловой мощности парогенератора.

Тепловую мощность конденсатора также можно вычислить по выражению

$$Q_k = G_{\text{охл}} c_p^{\text{ср}} (t_{\text{вых}} - t_{\text{вх}}), \quad (9)$$

где $G_{\text{охл}}$ — расход охлаждающей воды; $c_p^{\text{ср}}$ — средняя теплоемкость охлаждающей воды; $t_{\text{вх}}$, $t_{\text{вых}}$ — температура охлаждающей воды на входе в конденсатор и выходе из него.

В соответствии с выражением (9) общая погрешность определения давления пара в конденсаторе зависит главным образом от погрешности измерения температуры охлаждающей воды. В табл. 7 приведены данные по изменению электрической мощности турбоустановки в зависи-

Таблица 8. Зависимость электрической мощности турбоустановки от погрешности определения основных теплотехнических параметров энергоблока

Показатель	Значение			
Погрешность определения расхода питательной воды, %	2.0	1.0	0.5	0.3
Изменение электрической мощности, МВт, в соответствии с погрешностью определения параметров:				
турбины	25.2	12.7	6.4	3.9
системы ПСПП	0.88	0.88	0.44	0.44
системы регенерации высокого давления	0.85	0.43	2.65	1.33
системы регенерации низкого давления	0.47	0.47	0.47	0.47
низкопотенциальной части турбоустановки	6.64	3.28	1.30	0.65
при температуре охлаждающей воды 30°С				
Общая погрешность определения электрической мощности турбоустановки*:				
МВт	26.1	13.2	7.1	4.2
%	2.2	1.1	0.59	0.35

* При нормальном законе распределения погрешностей измерения.

мости от погрешности измерения параметров ее низкопотенциальной части.

При определении требований к точности измерения параметра нужно учитывать его влияние на электрическую мощность турбоустановки. В частности, если исходить из требования фиксации изменения электрической мощности на 1 МВт при изменении условий работы низкопотенциальной части турбоустановки, то погрешность измерения давления пара в конденсаторе должна составлять не более 0.1 кПа, а температуры охлаждающей воды — не более 0.2°С.

В табл. 8 приведены данные по изменению электрической мощности турбоустановки в за-

висимости от погрешности измерения параметров тепловой схемы. Как следует из табл. 8, общая погрешность определения электрической мощности турбоустановки в значительной мере (на 85–90%) зависит от погрешности определения расхода питательной воды.

Влияние погрешности установленных на АЭС-2006 измерительных приборов на электрическую мощность можно оценить по эксплуатационным данным (рис. 3).

Анализ режимов работы энергоблоков № 1, 2 ЛАЭС-2 и энергоблока № 1 НВАЭС-2 показал, что при одном и том же давлении пара в конденсаторе разность электрических мощностей может достигать до 20 МВт. Поскольку основным фактором, влияющим на электрическую мощность, является тепловая мощность реактора, то это свидетельствует о том, что энергоблоки эксплуатируются при различных фактических тепловых мощностях реактора. Даже в пределах одного энергоблока эта разность может составлять 15 МВт.

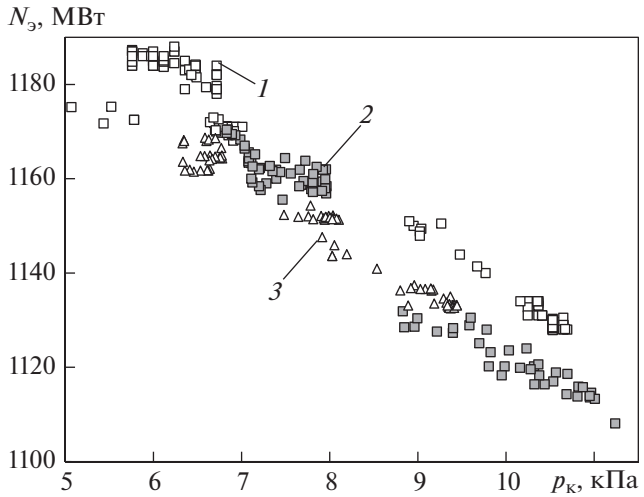


Рис. 3. Зависимость электрической мощности турбогенератора $N_э$ от среднего давления пара в конденсаторе $p_к$. 1 – ЛАЭС-2, энергоблок № 2; 2 – НВАЭС-2, энергоблок № 1; 3 – ЛАЭС-2, энергоблок № 1

ВЫВОДЫ

1. Наибольшая точность определения тепловой мощности реактора АЭС с ВВЭР может быть обеспечена при использовании параметров II контура, в частности парогенератора.
2. Погрешность определения тепловой мощности реактора и тепловой экономичности АЭС не менее чем на 90% зависит от погрешности определения расхода питательной воды. Поэтому первоочередной задачей повышения тепловой эффективности работы АЭС является повышение точности измерения расхода питательной воды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД ЭО 1.1.2.11.0515-2014. Нормы точности измерений основных теплотехнических величин для атомных электрических станций с водо-водяными энергетическими реакторами. М.: ОАО “Концерн Росэнергоатом”, 2014.
2. Тимонин А.С., Ещенко С.Н., Минаков А.А. Поддержание и повышение точности измерения расхода питательной воды и определения тепловой мощности реакторной установки // Атомная энергия. 2022. Т. 132. Вып. 3. С. 150–158.
3. IAEA-TECDOC-1971. Thermal performance monitoring and optimization. IAEA, 2021.
4. Messunsicherheiten bei Abnahmemessungen an energie- und kraftwerkstechnischen Anlagen – Blatt 1: Grundlagen, Ausgabe 2000-10, Verein Deutscher Ingenieure VDI e.V. Düsseldorf.
5. Критерии оптимизации технических решений АЭС / Ю.Г. Сухоруков, П.А. Кругликов, Ю.В. Смолкин, Е.Н. Кулаков // Атомная энергия. 2021. Т. 131. Вып. 4. С. 223–227.

Increasing the Power Output of VVER-Based NPPs through More Accurately Monitoring the Thermal Efficiency Indicators

Yu. V. Smolkin^a, S. A. Kanatov^b, D. A. Sobolev^a, D. V. Stepanov^a, and E. N. Kulakov^{a, *}

^a Polzunov Research and Production Association for Investigation and Design of Power-Generating Equipment (NPO TsKTI),
St. Petersburg, 191167 Russia

^b AO Atomtekhnenergo, Moscow Branch, Tsentratomtekhnenergo, 109044 Russia

*e-mail: scheme@ckti.ru

Abstract—Monitoring of thermal efficiency is of utmost importance for securing efficient NPP operation. To this end, the measurement instruments should have accuracy sufficient for the possibility of determining the actual values of thermal cycle circuit parameters, thermal efficiency, and deviations of the turbine set characteristics from their standardized indicators. The error with which the reactor thermal power is determined using the reactor core thermal-physical parameters and the steam generator parameters is estimated. It is shown that the best accuracy of determining the reactor thermal power can only be achieved through improving the accuracy of determining the steam generator thermal power. An analysis has shown that the error of determining the reactor thermal power is by more than 95% due to the error of determining the feed water flowrate. If we succeed in achieving more accurate determination of the reactor thermal power, it will be possible to obtain more accurate data on the electricity generation during operation at the nominal parameters in the mode with a specified neutron power due to maintaining of the reactor plant's actual thermal power closest to its design value; in addition, it will be possible to extend the range of power outputs available for operation during operation in the mode of maintaining the specified electric power output by increasing its maximal value. Given the specified period of NPP operation, the maximum of its energy production serves as one of the criteria for economically efficient NPP operation. By using the developed mathematical model of the turbine set used in the NPP constructed according to the AES-2006 conceptual design (with a VVER-1200 reactor), the authors have revealed the effect of the error of determining the thermal cycle circuit parameters on the power unit electric power output and the parameters that have the highest influence on the error of estimating the electric power output. The influence of the error of determining the turbine thermal parameters, moisture separation and steam reheating, high- and low-pressure regeneration, and the turbine set low-grade heat part was analyzed, and the total error of determining the electric power output has been obtained based on the analysis results. These data make it possible to formulate the requirements for the accuracy of flowrate, temperature, and pressure measurements depending on the allowable error of determining the electric power output. An analysis of the operational data of the Leningrad-2 NPP, Novovoronezh-2 NPP, and Belarussian NPP power units has shown that the potential of increasing the electric power output due to improved accuracy of determining the thermal cycle circuit parameters makes 10–15 MW.

Keywords: NPP, turbine set, thermal efficiency, parameters, measurement error, power unit output, economic efficiency, measurement instruments