

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.311.22

Григорий Васильевич Ледуховский

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», доктор технических наук, заведующий кафедрой тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-34, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Сергей Дмитриевич Горшенин

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Екатерина Витальевна Зиновьева

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент кафедры тепловых электрических станций, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Анастасия Сергеевна Зиновьева

ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», магистрант кафедры систем управления, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-97-58, e-mail: lucky-istorik@yandex.ru

Анализ эффективности регулирования питательных насосов изменением частоты вращения ротора для электростанций различного типа

Авторское резюме

Состояние вопроса. Тип привода питательных насосов электростанций выбирается в ходе технико-экономического обоснования. Отечественная практика базируется на рекомендациях, выработанных в середине прошлого века при относительно дешевом топливе. В настоящее время эти рекомендации пересматриваются. Производители технических средств частотного регулирования насосов предлагают установку гидромурфт, частотно-регулируемого электропривода или приводных турбин для электростанций различного типа, заявляя высокую эффективность таких решений. При этом эффект часто рассчитывается по экономии электроэнергии на привод насосов без учета изменения режимов работы прочего оборудования электростанции. Актуальной задачей является комплексная оценка эффективности рассматриваемых мероприятий, учитывающая реальные характеристики и режимы работы объектов и взаимосвязи затрат электроэнергии на собственные нужды и нагрузок основного оборудования.

Методы и материалы. При определении технического эффекта от применения различных способов частотного регулирования питательных насосов используются модели, разрабатываемые индивидуально для каждой электростанции на основе энергетических характеристик оборудования и включаю-

щие алгоритмы сведения теплового и электрического балансов. Рабочие характеристики питательных насосов и показатели экономической эффективности рассчитываются по известным методикам.

Результаты. На основе единого методического подхода разработаны математические модели конденсационных энергоблоков и теплоэлектроцентралей на начальное давление 12,8 МПа, позволяющие определить эффект от перехода к частотному регулированию питательных насосов на основе данных за фактически отработанный период с учетом взаимосвязи затрат электроэнергии на собственные нужды и нагрузок основного оборудования. Проведены расчеты показателей эффективности применения различных средств частотного регулирования производительности питательных насосов.

Выводы. Выявлено, что учет сложившейся практики загрузки оборудования, графиков нагрузок, взаимосвязи затрат электроэнергии на собственные нужды и нагрузок основного оборудования имеет определяющее значение при оценке эффективности использования средств частотного регулирования питательных насосов. При проведении такой оценки неприменимы какие-либо общие рекомендации по использованию тех или иных способов регулирования питательных насосов.

Ключевые слова: тепловая электрическая станция, привод питательного насоса, частотное регулирование насоса, математическая модель, технико-экономическое обоснование выбора типа привода насоса

Grigorii Vasilyevich Ledukhovskiy

Ivanovo State Power Engineering University, Doctor of Engineering Sciences, Head of Heat Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-34, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Sergei Dmitrievich Gorshenin

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Heat Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Ekaterina Vitalievna Zinovyeva

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Heat Power Plants Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-99-31, e-mail: admin@tes.ispu.ru

Anastasia Sergeevna Zinovyeva

Ivanovo State Power Engineering University, Master Degree Student of Control Systems Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-97-58, e-mail: lucky-istorik@yandex.ru

Analysis of efficiency of feed pump control by changing rotation of rotor for power plants of various types

Abstract

Background. The type of power plant feed pump drive is selected in the course of a feasibility study. Domestic experience is based on recommendations that have been obtained in the middle of the last century when fuel was relatively cheap. These recommendations are currently being revised. Manufacturers of technological tools of pumps frequency control offer to install fluid couplings, variable frequency electric drives or drive turbines for power plants of various types. At the same time, they declare the high efficiency of such solutions. But the effect is often calculated based on energy savings indicators for the pump drive without considering changes of the operating modes of other equipment of the power plant. An urgent task is a comprehensive assessment of the effectiveness of the measures under consideration. This assessment should consider the objective parameters and modes of facilities operation, as well as interrelation of power electricity cost for own needs and loads of the basic equipment.

Materials and methods. To determine the technical effect of application of various methods of frequency control of feed pumps, models are used that are developed on the individual basis for each power plant based on the energy characteristics of the equipment. These models include algorithms for heat and electrical balances. Operational characteristics of the feed pumps and performance assessment are calculated according to the known techniques.

Results. Based on a unified methodological approach, the authors have developed mathematical models of condensing power supply units and combined heat and power plants for an initial pressure of 12,8 МПа. These models make it possible to determine the effect of frequency control of feed pumps based on data for real time in operation considering the interrelation of power electricity cost for own needs and loads of the basic equipment. Calculation of index of performance of application of various means of frequency control of feed pump performance have been carried out.

Conclusions. It is revealed that to assess the efficiency of application of technological tools of frequency control of feed pumps, it is of decisive importance to consider the experience of equipment load, load schedules, the interrelation of power electricity cost for own needs and loads of the basic equipment. No general recommendations to use certain methods of feed pumps control are applicable, when conducting such an assessment.

Key words: thermal power plant, feed pump drive, pump frequency control, mathematical model, feasibility study to select the type of pump drive

DOI: 10.17588/2072-2672.2021.4.005-014

Введение. Наиболее мощными механизмами собственных нужд тепловых электрических станций (ТЭС) являются питательные насосы энергетических котлов. Тип привода таких насосов определяется в ходе технико-экономического обоснования на этапе проектирования ТЭС. При этом за период становления и развития отечественной энергетики выработаны рекомендации по приводу питательных насосов электростанций различных типов. Так, при сверхкритическом начальном давлении пара эффективным является применение турбинного привода питательных насосов с их регулированием путем изменения частоты вращения ротора, при низком начальном давлении пара – привода от асинхронных электродвигателей в комбинации с дроссельным регулированием производительности в регуляторе питания котла, а при высоком и, в большей степени, сверхвысоком начальном давлении в последнюю схему добавляется гидромuft питательного насоса с соответствующим уменьшением перепада давления на регуляторе питания котла [1–5]. Руководящие документы по проектированию ТЭС, например Свод правил по проектированию тепловых электрических станций¹, рекомендуют применение гидромuft или частотно-регулируемого электропривода в составе питательных установок ТЭС на параметры свежего пара до 12,8 МПа с формулировкой «как правило» без раскрытия конкретных условий их эффективного использования.

Согласно отчету о мониторинге реализации в 2019 году Прогноза научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года² (далее – Отчет),

¹ Свод правил по проектированию тепловых электрических станций: СП ТЭС-2007. – М.: РАО «ЕЭС России», 2007. – 175 с.

² Отчет о мониторинге реализации в 2019 году Прогноза научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период

одной из актуальных задач на ближайшее десятилетие остается повышение тепловой экономичности генерирующего оборудования ТЭС, работающих на органическом топливе. Эта задача должна решаться не только путем строительства новых на базе высокоэффективных установок парогазового цикла, но и посредством модернизации существующих сравнительно неэкономичных установок традиционного паросилового цикла на докритические параметры свежего пара.

Необходимо учитывать, что предстоящий при одном из возможных сценариев развития этап «интенсивного» энергосбережения (терминология указанного Отчета) будет реализовываться в условиях роста цен на органическое топливо. Это означает, что стандартные, ранее используемые для условий работы электростанций на относительно дешевом топливе технические решения могут оказаться неэффективными в новых условиях. И наоборот, прежде неэффективные технические решения вполне могут оказаться приемлемыми в рассматриваемой перспективе. Это в полной мере касается и выбора типа привода питательных насосов ТЭС.

С учетом этого выработанные в прошлом веке рекомендации по применению различных методов регулирования питательных насосов электростанций на современном этапе развития энергетики активно пересматриваются [6–9]. Производители технических средств частотного регулирования насосов предлагают установку приводных турбин, гидромuft или частотно-регулируемого электропривода в питательных установках электростанций различного типа, заявляя при этом высокие показатели эффективности. Однако в большинстве случаев оценка эффективности при этом выполняется только по экономии электроэнергии на привод насосов и

до 2035 года в целях его дополнения и уточнения / Министерство энергетики Российской Федерации. – М.: МИНЭНЕРГО России, 2019. – 33 с.

не учитывает изменения режимов работы прочего оборудования электростанции.

Таким образом, актуальной для энергетической отрасли является задача анализа эффективности регулирования питательных насосов изменением частоты вращения ротора для электростанций различного типа при текущих ценах топлива, сложившейся практике загрузки генерирующего оборудования с комплексным учетом взаимосвязи затрат электроэнергии на собственные нужды и нагрузок турбоагрегатов и энергетических котлов.

Целью настоящего исследования является определение технической и экономической эффективности использования гидромуфта, частотно-регулируемого электропривода и приводных турбин в приводе питательных насосов конденсационных энергоблоков и теплофикационных паротурбинных установок теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) на давление свежего пара 12,8 МПа.

В рамках исследования для каждого из рассматриваемых объектов решаются следующие задачи:

1) разработка математических моделей ТЭС на основе энергетических характеристик оборудования, обеспечивающих сведение теплового, электрического и топливного балансов объекта при изменении типа привода питательных насосов;

2) разработка рабочих характеристик питательных насосов при переходе от дроссельного регулирования их производительности к регулированию путем изменения частоты вращения ротора;

3) расчет экономии топлива при изменении типа привода питательных насосов за базовый период – фактически отработанный год ежемесячно с учетом реальных нагрузок ТЭС по отпуску электрической и тепловой энергии внешним потребителям;

4) определение показателей экономической эффективности энергосберегающих мероприятий, предусматривающих изменение типа привода питательных насосов.

Указанные задачи решаются для ТЭС различного типа: конденсационных энергоблоков номинальной электрической мощностью 210 и 215 МВт на давление свежего пара 12,8 МПа; теплофикационных подгрупп оборудования ТЭЦ с турбинами типа «Т», «Р» и «ПТ» на давление свежего пара 12,8 МПа.

Методы исследования. Решение поставленных задач для рассматриваемых объектов выполняется на основе единого алгоритма³ (рис. 1), объединяющего следующие этапы:

1) определение гидравлической характеристики S тракта питательной воды от питательных насосов (ПН) до регуляторов питания котла (РПК) в зависимости от расхода перекачиваемой питательной воды $G_{пв}$ (при этом в качестве исходных данных используются результаты испытаний или эксплуатационного контроля по давлению питательной воды за ПН и перед РПК котлов, поскольку расчет гидравлического сопротивления рассматриваемого тракта из-за наличия многочисленных местных сопротивлений (арматуры, гибов, участков расширения или сужения и т.п.) приводит к существенным ошибкам);

2) определение минимального перепада давления на РПК котла $\Delta P_{РПК}^{мин}$ по паспортным данным РПК (при изменении метода регулирования производительности ПН барабанных котлов все же нельзя полностью отказаться от РПК, поскольку в противном случае существенно возрастает инерция регулирования уровня воды в барабане);

3) определение по результатам испытаний или эксплуатационных наблюдений требуемого при каждом значении $G_{пв}$ давления за РПК $P_{за РПК}$, которое обеспечивает нормальную работу внутрикотлового тракта питательной воды от РПК до барабана котла;

4) расчет требуемого при каждом значении $G_{пв}$ давления на напоре ПН $P_{ПН}^{треб}$ при переходе от дроссельного регулирования производительности к частотному;

5) определение гидравлической характеристики $S_{вс}$ всасывающего тракта питательной воды от деаэраторов (Д) до ПН в зависимости от расхода перекачиваемой питательной воды $G_{пв}$ (выполняется аналогично этапу 1);

6) расчет требуемого при каждом значении $G_{пв}$ напора ПН $H_{ПН}^{треб}$ с учетом давления в деаэраторе $P_{д}$;

7) расчет рабочих характеристик ПН (зависимостей напора $H_{ПН}$ и мощности привода $N_{пр}$ от расхода питательной воды $G_{пв}$)

³ Совершенствование действующих и обоснование новых технологий термической деаэрации воды: дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.14 / Ледуховский Григорий Васильевич. – Иваново, 2018. В 2 т. – 572 с.

при нескольких значениях числа оборотов ротора ω в диапазоне от номинального $\omega_{ном}$ до некоторого минимального значения с использованием известной математической модели [10, 11] (требуемые для расчета исходные рабочие характеристики ПН при номинальном числе оборотов ротора $\omega_{ном}$ принимаются по данным испытаний (при их наличии) или заводским (паспортным) рабочим характеристикам);

8) расчет зависимости экономии мощности на привод ПН $\Delta N_{ПН}$ от $G_{пв}$ при переходе от дроссельного регулирования производительности к частотному в диапазоне от минимального до максимального $G_{пв}$ по условиям работы котла; по полученным на этапе 6 данным определяется требуемый напор ПН $H_{ПН}^{треб}$; далее по напорной характеристике, полученной на этапе 7, при известных значениях $G_{пв}$ и $H_{ПН}^{треб}$ определяется требуемое число оборотов ротора НП $\omega_{треб}$; по полученной на этапе 7 мощностной характеристике насоса определяются значения мощности при дроссельном регулировании $N_{пр}^{исх}$ (по $G_{пв}$ и $\omega_{ном}$) и при частотном регулировании $N_{пр}$

(по $G_{пв}$ и $\omega_{треб}$); разность $N_{пр}^{исх}$ и $N_{пр}$ дает искомое значение $\Delta N_{ПН}$;

9) расчет годовой экономии топлива ΔB в условном исчислении, обусловленной переходом к регулированию ПН изменением частоты вращения ротора (комментарии относительно используемой при этом математической модели ТЭС даны ниже);

10) расчет показателей экономической эффективности реализации мероприятия.

Дополнительных пояснений требует используемая для расчета ΔB математическая модель ТЭС (этап 9). Оценку влияния энергосберегающих мероприятий на общую тепловую экономичность ТЭС важно проводить именно для тех режимов работы оборудования и тех нагрузок внешних потребителей ТЭС в паре, горячей воде и электроэнергии, которые имеют место для данной электростанции. Это обусловлено тем, что показатели тепловой экономичности оборудования, а также относительные изменения этих показателей при отклонении нагрузки существенно различаются в разных режимах.

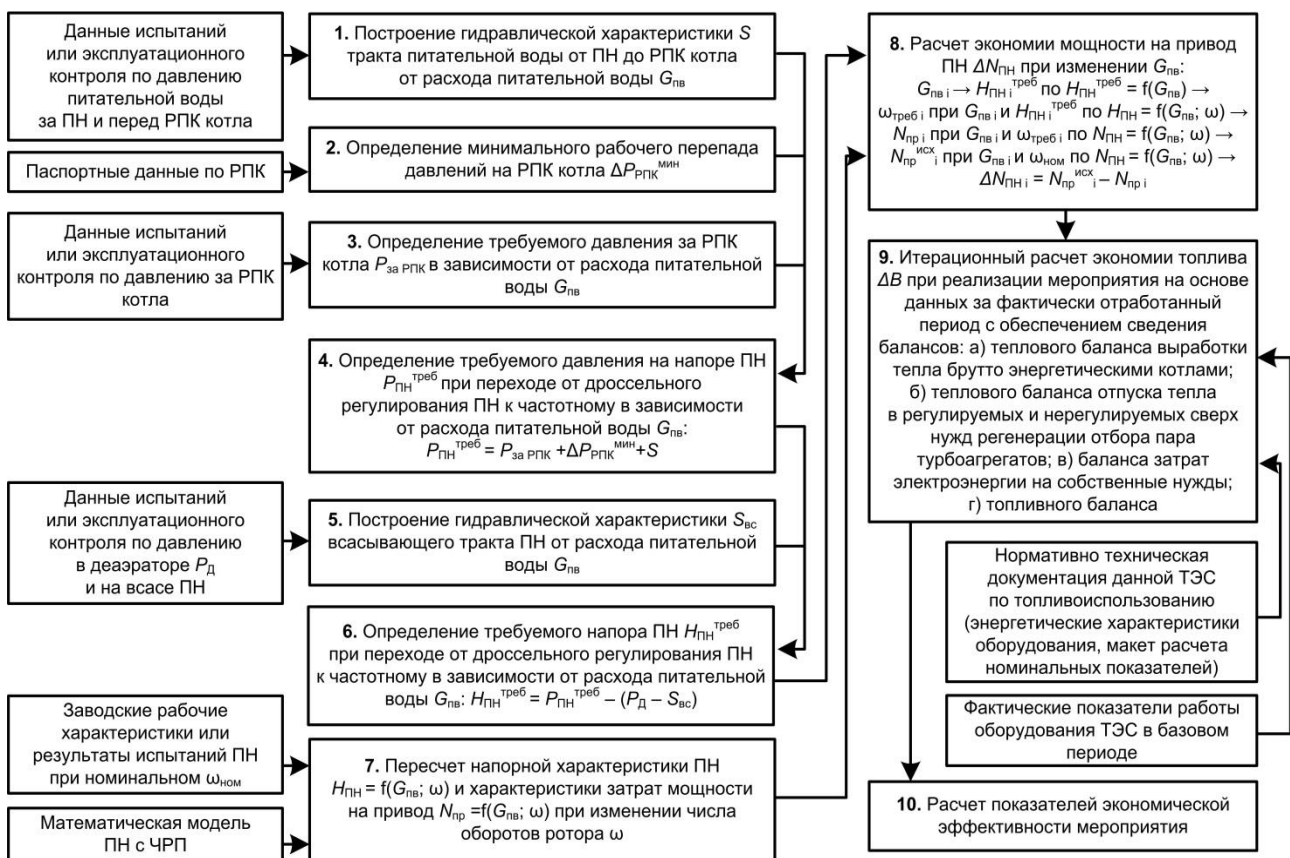


Рис. 1. Алгоритм оценки эффективности применения средств регулирования изменением частоты вращения ротора питательных насосов барабанных паровых котлов ТЭС

Кроме того, нужно учитывать, что уменьшение затрат электроэнергии на собственные нужды при неизменных величинах отпуска тепловой и электрической энергии внешним потребителям приводит к изменению режима работы и турбоагрегатов (меняется электрическая мощность, расход тепловой энергии с паром из отборов сверх нужд регенерации), и котлов (меняется выработка тепла брутто и, следовательно, расход топлива). Поэтому при оценке эффективности энергосберегающего мероприятия необходим комплексный анализ работы всего оборудования энергоблока (для блочной ТЭС) или подгруппы оборудования (для неблочной ТЭС).

Учитывая сделанные замечания, в рамках настоящего исследования при определении ΔB используется следующий подход к расчету изменений удельных расходов топлива на отпуск тепловой и электрической энергии ТЭС при изменении расхода электроэнергии на собственные нужды

(рис. 2). Основой расчетов является математическая модель ТЭС, представленная нормативными энергетическими характеристиками оборудования [12, 13]. Исходными данными являются показатели работы оборудования в базовом периоде и расчетная оценка экономии энергии на собственные нужды за тот же период (месяц). Учитываются перетоки тепла между энергоблоками по коллекторам собственных нужд, изменения тепловых и электрических нагрузок турбоагрегатов, выработки тепловой энергии брутто котлами. При этом в новом расчетном режиме (который соответствует базовому режиму при условии, что рассматриваемое энергосберегающее мероприятие уже было бы реализовано) сводятся необходимые балансы: тепловой, электрический и топливный балансы энергоблока или подгруппы оборудования, а также балансы затрат тепловой и электрической энергии на собственные нужды.

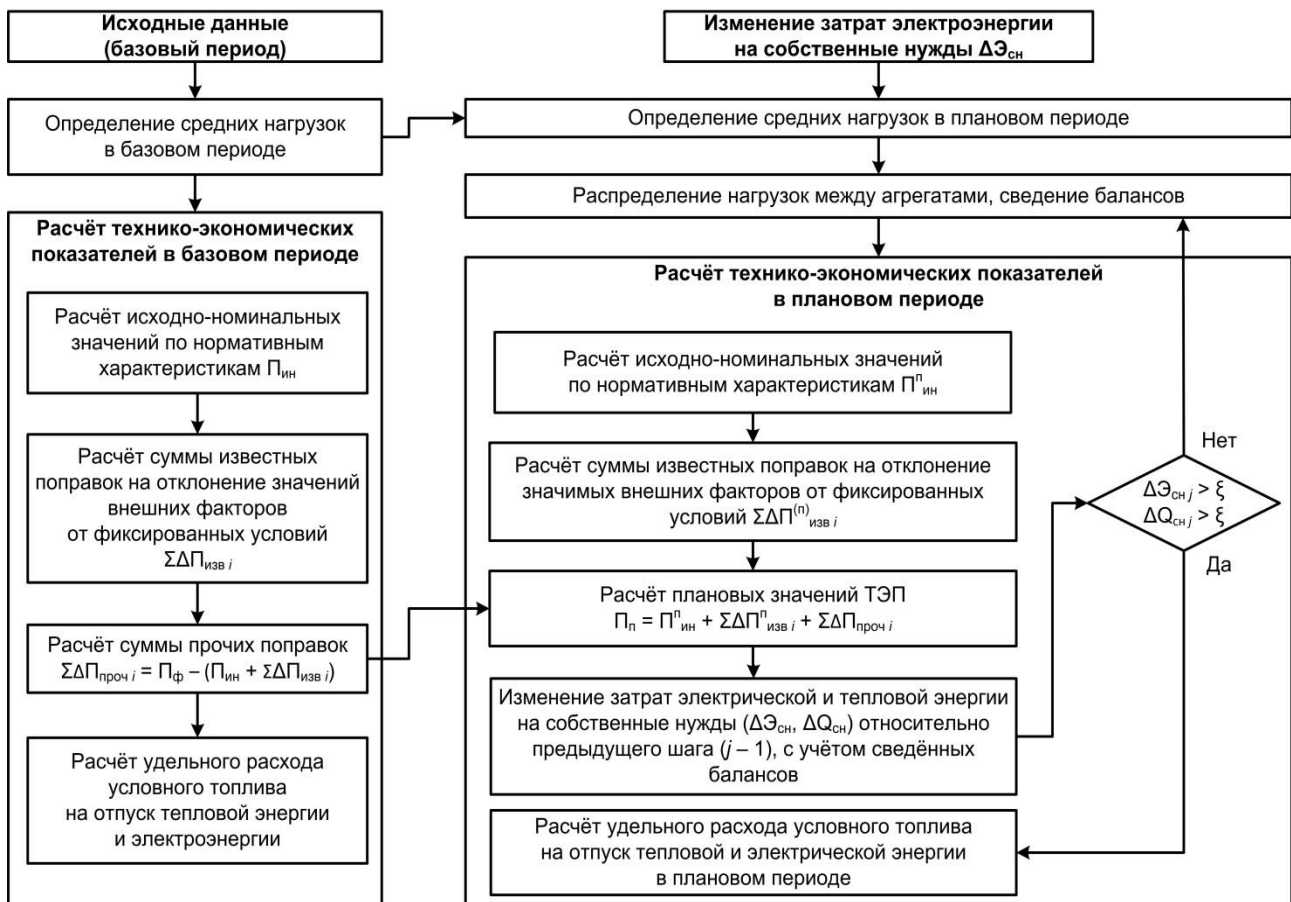


Рис. 2. Алгоритм расчета технического эффекта от изменения затрат электроэнергии на собственные нужды

При определении показателей работы каждого агрегата (котла, турбоагрегата) используются фактические значения основных и промежуточных показателей его работы в рассматриваемом месяце. По нормативным энергетическим характеристикам оборудования рассчитываются исходно-номинальные значения основных показателей агрегатов $\Pi_{ин}$ (относящиеся к некоторым фиксированным условиям и нормативному техническому состоянию оборудования), а также известные поправки к ним на отклонение фактических значений показателей от исходно-номинальных $\Delta\Pi_{изв\ j}$. К известным, т. е. тем, которые можно рассчитать по соответствующим вспомогательным энергетическим характеристикам, относятся поправки на отклонение давления и температуры свежего пара, давления в конденсаторе, температуры обратной сетевой воды, соотношение расходов питательной воды и свежего пара и др. Сопоставление фактических $\Pi_{ф}$ и номинальных (исходно-номинальных с прибавлением известных поправок) значений показателей позволяет вычислить сумму прочих, не учтенных в составе основных поправок к исходно-номинальным значениям показателей $\sum\Delta\Pi_{проч}$. Эта «балластовая» суммарная поправка учитывает несовершенство используемых энергетических характеристик оборудования, ухудшение технического состояния оборудования относительно нормативного уровня и влияние факторов, не учтенных известными поправками $\Delta\Pi_{изв\ j}$.

Далее при изменении нагрузок агрегатов и прочих режимных параметров в плановом периоде относительно соответствующих значений в базовом периоде определяются новые исходно-номинальные значения показателей работы агрегатов – показателей в плановом периоде $\Pi_{ин}^п$ и известных поправок на отклонение значений внешних факторов от фиксированных условий $\Delta\Pi_{изв\ j}^п$. По каждому рассматриваемому показателю вычисляется плановое значение $\Pi^п$, при этом суммируется его новое исходно-номинальное значение $\Pi_{ин}^п$, новая сумма известных поправок $\Delta\Pi_{изв\ j}^п$ и вычисленная на этапе расчета показателей базового периода «балластовая» поправка $\sum\Delta\Pi_{проч}$. Таким образом, модель позволяет учитывать фактически достигнутые показатели тепловой экономичности и, что важно, при отсутствии изменений возвращает показатели его работы в базовом периоде.

Поскольку от нагрузок основного оборудования зависят затраты тепловой и электрической энергии на собственные нужды, которые компенсируются теми же нагрузками котлов и турбоагрегатов, расчет является итерационным. Условием завершения расчета является достижение некоторого минимального значения ξ каждой из разностей суммарных по ТЭС затрат электрической и тепловой энергии на собственные нужды на данном j -м шаге относительно предыдущего шага ($j-1$).

Расчет проводится отдельно для каждого из месяцев базового года с последующим суммированием полученных значений ΔB .

Показатели экономической эффективности определяются согласно известным нормативным документам⁴.

Результаты исследования. С использованием рассмотренного алгоритма оценена эффективность перехода к регулированию питательных насосов изменением частоты вращения ротора для различных энергоблоков и теплофикационных подгрупп оборудования (см. таблицу):

1 – блоки с турбинами К-210-130 (осреднение по трем объектам);

2 – блоки с турбинами К-215-130 (осреднение по двум объектам);

3 – подгруппа оборудования ТЭЦ с турбинами Т-110/120-130 (1 шт.) и Р-50-130 (1 шт.);

4 – подгруппа оборудования ТЭЦ с турбинами Т-110/120-130 (2 шт.), ПТ-60-130 (1 шт.).

Во всех случаях рассматриваются питательные насосы ПЭ-580-185.

Для конденсационных энергоблоков (объекты 1 и 2) не рассматривалось применение приводных турбин питательных насосов ввиду существенного уменьшения при этом располагаемой электрической мощности.

⁴ Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов», утвержденные Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ и Государственным комитетом РФ по строительной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999 г.; Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами), утвержденные приказом РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000 г. № 54; Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО (с типовыми примерами), утвержденные приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. №155.

Сводные данные об эффективности энергосберегающего мероприятия по переходу к регулированию питательных насосов изменением частоты вращения ротора

Наименование показателя, единица измерения	Значение для объектов*					
	1	2	3		4	
			А	Б	А	Б
Годовая экономия условного топлива при реализации мероприятия, т у.т./год	– / 609 / 681	– / 331 / 372	3056 / 1087 / 1208	1831 / 1392 / 1545	854 / 1484 / 1730	3370 / 2185 / 2486
То же, в процентах от годового расхода топлива в базовом периоде, %	– / 0,26 / 0,29 /	– / 0,15 / 0,17	1,09 / 0,39 / 0,44	0,66 / 0,50 / 0,56	0,09 / 0,15 / 0,17	0,34 / 0,22 / 0,25
Дисконтированный срок окупаемости, лет	– / 12,8 / 11,9	– / Не окуп. / Не окуп.	12,5 / 7,0 / 6,4	18,3 / 11,9 / 11,2	Не окуп. / 5,3 / 5,0	15,6 / 7,6 / 7,2
То же, по данным технико-коммерческих предложений поставщиков оборудования**, лет	– / 3,5 / 3,0	– / 3,5 / 3,0	– / 3,0 / 2,5 /	– / 1,5 / 1,3	3,0 / 2,0 / –	2,0 / 1,0 / –

Примечания: * через дробь указаны значения для реализации мероприятия путем установки приводной турбины / гидромурфы / частотно-регулируемого электропривода; ** эффект определен по экономии затрат энергии на привод насоса без учета изменения в работе прочего оборудования ТЭС.

Для ТЭЦ (объекты 3 и 4) рассматриваются два варианта: А – реализация мероприятия на одном питательном насосе; Б – реализация мероприятия на двух питательных насосах. При этом в случае использования приводных турбин рассматривались турбины противодавленческого типа, работающие на паре коллектора собственных нужд давлением 0,8–1,3 МПа со сбросом отработавшего пара в коллектор собственных нужд давлением 0,12–0,25 МПа. Применение турбин конденсационного типа в таких случаях заведомо неэкономично, поскольку приводит к существенному увеличению капитальных затрат на конденсационную установку и систему охлаждения технической воды приводной турбины. При этом на ТЭЦ в большинстве случаев существующие системы технического водоснабжения и без приводных турбин работают на пределе возможностей.

Кроме собственно результатов расчетов, в таблице для некоторых случаев (при наличии соответствующей информации) приведены значения дисконтированного срока окупаемости инвестиций по данным технико-коммерческих предложений поставщиков соответствующего оборудования: гидромурфт, приводных турбин, блоков частотно-регулируемого электропривода.

Выводы. Данные, представленные в таблице, показывают, что для сходных условий результаты оценки эффективности использования средств частотного регулирования питательных насосов могут суще-

ственно различаться. Так, для рассмотренных энергоблоков 210 МВт сроки окупаемости мероприятия хотя и велики, но составляют менее половины от срока полезного использования оборудования. При этом для энергоблоков 215 МВт, мало отличающихся от блоков 210 МВт по характеристикам оборудования, рассматриваемое энергосберегающее мероприятие вовсе не окупается. Определяющую роль здесь играет сложившаяся на каждой конкретной электростанции практика загрузки оборудования: эффект от перехода к частотному регулированию питательных насосов в целом тем больше, чем меньше средняя рабочая мощность энергоблока. Это подтверждается, в частности, расчетной зависимостью (рис. 3), отражающей результаты выполнения этапа 8 алгоритма (рис. 1). В данном случае среднегодовая рабочая мощность рассмотренных энергоблоков 210 МВт составила 131,6 МВт или 62,7 % от номинальной мощности, а для энергоблоков 215 МВт – 155,8 МВт или 72,5 % от номинальной мощности.

Для ТЭЦ влияние рассматриваемого мероприятия на показатели работы электростанции в целом оказывается еще более индивидуальным. Использование приводных турбин, работающих на паре давлением 0,8–1,3 МПа со сбросом отработавшего пара при давлении 0,12–0,25 МПа, приводит не только к загрузке противодавления (объект 3) или производственных отборов (объект 4) турбоагрегатов, но и к вы-

теснению отработавшим паром приводных турбин пара теплофикационных отборов существующих турбоагрегатов. При этом известно [1–5] (и в данном случае полностью подтверждается результатами проведенных расчетов), что термодинамически эффективным такое изменение в тепловой схеме может быть только в том случае, если абсолютный КПД (с учетом потерь в паропроводах свежего пара и противодавления, дросселирования на паровпуске, внутреннего относительного КПД проточной части, механического КПД) приводной турбины больше, чем КПД соответствующих обведенных (байпасируемых) отсеков проточной части главной турбины с учетом электромеханических КПД турбогенератора и электродвигателя питательного насоса, а также потерь в станционной сети собственных нужд. Само по себе такое перераспределение для ТЭЦ приводит к уменьшению доли выработки электроэнергии по теплофикационному циклу. В комплексе указанные эффекты приводят в некоторых режимах к появлению не экономии, а, наоборот, перерасхода топлива.

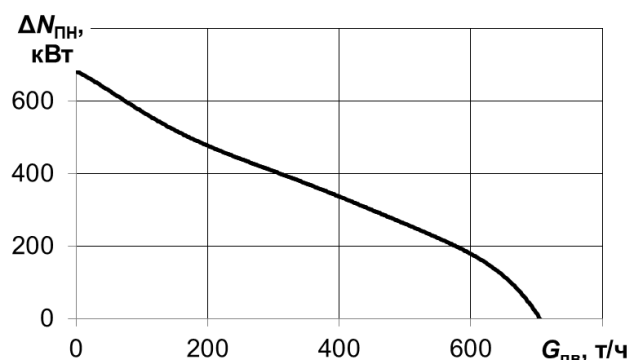


Рис. 3. Расчетная зависимость экономии электроэнергии $\Delta N_{ПН}$, кВт, на привод питательного насоса ПЭ-580-185 от расхода питательной воды $G_{ПВ}$, т/ч

Анализ результатов применения гидромурфт и частотно-регулируемого электропривода на питательных насосах ТЭЦ позволяет заключить, что, как и в случае с обсуждаемыми выше энергоблоками с конденсационными турбинами, эффект определяется, прежде всего, сложившейся практикой загрузки оборудования.

Кроме того, данные таблицы показывают, что оценка эффекта от применения средств частотного регулирования питательных насосов только по экономии затрат энергии на привод насоса без учета изме-

нения в работе прочего оборудования ТЭС дает существенно ошибочный результат.

Таким образом, полученные данные позволяют заключить следующее:

1) эффективность рассматриваемого энергосберегающего мероприятия – перехода от дроссельного регулирования питательных насосов к регулированию изменением частоты вращения ротора при разных вариантах реализации – зависима от многих индивидуальных особенностей объекта: состава основного оборудования; особенностей тепловых схем; сложившейся практики загрузки оборудования; графиков нагрузок;

2) при проведении оценки эффективности рассматриваемого мероприятия неприменимы какие-либо общие рекомендации по использованию тех или иных способов регулирования питательных насосов; для обоснованной оценки целесообразности применения средств частотного регулирования производительности питательных насосов необходима разработка математической модели электростанции в целом, учитывающей реальные характеристики и режимы работы объектов и взаимосвязи затрат электроэнергии на собственные нужды и нагрузок основного оборудования.

Список литературы

1. **Тепловые** электрические станции / В.Д. Буров, Е.В. Дорохов, Д.П. Елизаров и др.; под ред. В.М. Лавыгина, А.С. Седлова, С.В. Цанева. – М.: МЭИ, 2009. – 466 с.
2. **Рыжкин В.Я.** Тепловые электрические станции. – М.: Арис, 2014. – 328 с.
3. **Маргулова Т.Х.** Атомные электрические станции. – М.: Высш. шк., 1978. – 360 с.
4. **Горшков А.С.** Техничко-экономические показатели тепловых электростанций. – М.: Энергия, 1974. – 240 с.
5. **Bergmann D., Luft H., Ulm W.** Dampfturbinen // BWK: Brenst Warme Kraft. – 1996. – № 4. – P. 111–115.
6. **Updating of feed pumps for 150-1200-MW power units at the Kaluga turbine plant / V.I. Kiryukhin, S.D. Tsimmerman, Yu.M. Semenov, et al. // Power Technology and Engineering. – 2003. – Vol. 37, № 3. – P. 179–183.**
7. **О возможности** использования турбопривода для питательного насоса турбин ПТ-135-130 на Красноярской ГРЭС-2 / С.А. Михайленко, А.П. Цыганок, Н.Ю. Султанов, О.В. Вергейчик // Энергетик. – 2013. – № 3. – С. 48–49.
8. **Гаврилова А.А.** Системный анализ режимов работы вспомогательного оборудования теплоэлектроцентралей, оценка эффективности применения регулируемого привода //

Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2011. – № 6(164). – С. 68–70.

9. **Арипов Н.М., Мамаджанов А.Б.** Анализ эффективности при внедрении частотно-регулируемого электропривода и гидромурфы на объектах тепловой электростанции // Энергосбережение и водоподготовка. – 2017. – № 1(105). – С. 3–7.

10. **Сравнительный** анализ методик построения рабочих характеристик насосов с частотно-регулируемым электроприводом / А.А. Пospelov, В.Н. Виноградов, М.Ю. Зорин и др. // Вестник ИГЭУ. – 2007. – Вып. 2. – С. 8–14.

11. **Ледуховский Г.В., Пospelov А.А., Борисов А.А.** Расчет рабочих и энергетических характеристик центробежных насосов / ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2013. – 116 с.

12. **Ледуховский Г.В., Пospelov А.А.** Расчет и нормирование показателей тепловой экономичности оборудования ТЭС / ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2015. – 468 с.

13. **Урин В.Д., Кутлер П.П.** Энергетические характеристики для оптимизации режимов электростанций и энергосистем. – М.: Энергия, 1974. – 136 с.

References

1. Burov, V.D., Dorokhov, E.V., Elizarov, D.P. *Teplovye elektricheskie stantsii* [Thermal power plants]. Moscow: MEI, 2009. 466 p.

2. Ryzhkin, V.Ya. *Teplovye elektricheskie stantsii* [Thermal power plants]. Moscow: Aris, 2014. 328 p.

3. Margulova, T.Kh. *Atomnye elektricheskie stantsii* [Nuclear power plants]. Moscow: Vysshaya shkola, 1978. 360 p.

4. Gorshkov, A.S. *Tekhniko-ekonomicheskie pokazateli teplovykh elektrostantsiy* [Technical and economic indicators of thermal power plants]. Moscow: Energiya, 1974. 240 p.

5. Bergmann, D., Luft, H., Ulm, W. *Dampfturbinen*. BWK: Brenst Warme Kraft, 1996, no. 4, pp. 111–115.

6. Kiryukhin, V.I., Tsimmerman, S.D., Semenov, Yu.M., Ankudinov, A.A., Vasin, V.A. Updating of feed pumps for 150-1200-MW power units at the Kaluga turbine plant. *Power Technology and Engineering*, 2003, vol. 37, no. 3, pp. 179–183.

7. Mikhaylenko, S.A., Tsyganok, A.P., Sultanov, N.Yu., Vergeychik, O.V. *Energetik*, 2013, no. 3, pp. 48–49.

8. Gavrilova, A.A. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Severo-Kavkazskiy region. Tekhnicheskie nauki*, 2011, no. 6(164), pp. 68–70.

9. Aripov, N.M., Mamadzhanov, A.B. *Energosberezhenie i vodopodgotovka*, 2017, no. 1(105), pp. 3–7.

10. Pospelov, A.A., Vinogradov, V.N., Zorin, M.Yu., Ledukhovskiy, G.V., Denisov, D.G. *Vestnik IGEU*, 2007, issue 2, pp. 8–14.

11. Ledukhovskiy, G.V., Pospelov, A.A., Borisov, A.A. *Raschet rabochikh i energeticheskikh kharakteristik tsentrobezhnykh nasosov* [Calculation of the operating and energy characteristics of centrifugal pumps]. Ivanovo, 2013. 116 p.

12. Ledukhovskiy, G.V., Pospelov, A.A. *Raschet i normirovanie pokazateley teplovy ekonomichnosti oborudovaniya TES* [Calculation and standardization of indicators of thermal efficiency of TPP equipment]. Ivanovo, 2015. 468 p.

13. Urin, V.D., Kutler, P.P. *Energeticheskie kharakteristiki dlya optimizatsii rezhimov elektrostantsiy i energosistem* [Energy characteristics for optimization of the regimes of power plants and power systems]. Moscow: Energiya, 1974. 136 p.