

УДК 621.165

А.А. ТАРЕЛИН, чл.-корр. НАНУ; ИПМаш НАН України, Харьков;
В.П. СКЛЯРОВ, канд. техн. наук; с.н.с. ИПМаш НАН України, Харьков

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТУРБОУСТАНОВОК ТЭС И ТЭЦ УКРАИНЫ В УСЛОВИЯХ ЭНЕРГОРЫНКА

Рассмотрены некоторые причины снижения экономичности ТЭЦ и ТЭС в реальных условиях эксплуатации. Предложен подход к повышению эффективности мощных паротурбинных установок за счет рационального выбора эксплуатационных параметров с учетом реального состояния энергоблока и особенностей работы турбоустановки в условиях станции.

Ключевые слова: турбоустановка, экономичность, ТЭС, ТЭЦ, режимные параметры, КПД.

Введение

В условиях непрерывного повышения цен на энергоносители и истощения запасов органического топлива задача повышения экономичности ТЭС и ТЭЦ становится все более актуальной. При суммарной установленной генерирующей мощности тепловых электростанций Украины 30,2 ГВт [1] и удельном расходе условного топлива 372 г.у.т./кВт·ч [2] повышение экономичности энергоблоков ТЭС и ТЭЦ Украины на 1 % обеспечит экономию более 1 млн. тонн угля в год. Многолетние исследования, выполненные сотрудниками ИПМаш НАН Украины им. А.Н. Подгорного на энергоблоках различной мощности показали, что лишь за счет правильного выбора эксплуатационных параметров реальное повышение эффективности турбоустановок в зависимости от состояния оборудования и условий эксплуатации может достигать (1,5–2) %.

Анализ причин снижения экономичности ТЭС и ТЭЦ

В настоящее время на ТЭС и ТЭЦ Украины в основном эксплуатируются турбины выпуска 60-70-х годов прошлого века. Около 80 % турбин выработали расчетный ресурс. Проводящийся плановый ремонт оборудования позволяет поддерживать его технические характеристики близкими к расчетным. Не смотря на это, за период с 1991 по 2011 год удельный расход топлива на отечественных электростанциях увеличился на ~ 17 % [2].

Очевидно, что техническое старение оборудования является далеко не главной причиной снижения его экономичности. В условиях регулирования электрической мощности в энергосистеме Украины турбоустановки ТЭС и ТЭЦ значительную часть времени работают на режимах, существенно отличающихся от номинальных. В соответствии с диспетчерским графиком нагрузок мощность турбоустановки в течение суток может изменяться от 100 до (60–50) % от номинальной, что приводит к увеличению удельного расхода тепла более, чем на 4 %. Увеличение удельного расхода топлива на ТЭС Украины в значительной степени связано с большим количеством остановов, достигающих для некоторых энергоблоков до тридцати за месяц. Из-за простоя части энергоблоков ТЭС увеличены удельные затраты энергии на собственные нужды. В климатических условиях Украины температура охлаждающей воды в течение года изменяется от ~1 °С зимой до 25–30 °С летом. Изменение электрической нагрузки и температуры охлаждающей воды приводит к тому, что давление в конденсаторе мощных турбоустановок меняется от ~ 1,5 до ~ 10 кПа при оптимальном давлении 3,5–4,2 кПа.

© А.А. Тарелин, В.П. Скляров, 2013

Пути повышения экономичности турбоустановок

В обозримой перспективе условия эксплуатации мощных энергоблоков отечественных ТЭС и ТЭЦ вряд ли изменятся. Поэтому необходимо искать такие пути снижения удельных затрат топлива, которые могут быть внедрены на действующих энергоблоках в кратчайшие сроки и при минимальных финансовых затратах.

Наименее затратным, и потому наиболее приемлемым путем повышения экономичности ТЭС и ТЭЦ Украины, является переход на эксплуатацию турбоустановок с учетом особенностей их состояния и условий работы. Для реализации такого подхода необходимо разработать новые правила эксплуатации турбоустановок, учитывающие реальное состояние и условия работы конкретной турбоустановки.

Существующие в настоящее время правила эксплуатации турбоустановок были разработаны в прошлом веке и рассчитывались на эксплуатацию турбоустановок в базовом режиме. Кроме того, при существующей в то время стоимости угля – от 2 до 5 рублей за тонну [3], основное внимание уделялось безопасной эксплуатации турбоустановок. Измерительные приборы, которыми оснащались в то время турбоустановки, имели низкий класс точности (1,6–2,5), достаточный для обеспечения надежной работы оборудования и исключения аварийных ситуаций, но абсолютно не достаточный для точного измерения основных параметров в тепловой схеме. Приборы более высокого класса точности использовались и используются только при проведении тепловых испытаний, основная цель которых – определение технического состояния оборудования и экономических показателей по приведенным параметрам. Поскольку целый ряд параметров турбоустановок не измеряется даже при проведении тепловых испытаний и определяется по нормативным зависимостям, неизбежно возникают ошибки в определении действительных характеристик как отдельных узлов, так и турбоустановки в целом. Одной из нерешенных практических проблем, возникающих при проведении тепловых испытаний, является определение действительных характеристик цилиндра низкого давления. Эффективность этого цилиндра больше других цилиндров зависит от условий эксплуатации турбоустановки, и часто именно он является причиной снижения экономичности турбоустановки в целом. При снижении нагрузки и повышении температуры охлаждающей воды эффективность турбоустановки может уменьшаться на (4–10) %, причем львиная доля этого уменьшения приходится именно на цилиндр низкого давления. В соответствии с существующими правилами проведения тепловых испытаний эффективность цилиндра низкого давления определяется расчетным путем по тепловому балансу турбоустановки. При таком подходе погрешности и ошибки измерений параметров цилиндров высокого и среднего давления могут приводить к недопустимо большой погрешности определения эффективности цилиндра низкого давления.

В соответствии с существующей методикой определения состояния узлов турбоустановки, измеренные параметры приводят к номинальным, т.е. используя поправочные коэффициенты, определяют, какую эффективность имела бы турбоустановка, если бы работала при номинальных условиях. Это позволяет с достаточной для практики достоверностью определять техническое состояние оборудования, но не дает ответа на вопрос – какова действительная эффективность турбоустановки в реальных условиях эксплуатации и, что необходимо делать для повышения ее эффективности? По целому ряду причин, обеспечить номинальные условия эксплуатации турбоустановки оказывается просто невозможно. Из-за изменения качества угля, технического состояния котельного оборудования, изменения

температуры наружного воздуха и электрической нагрузки турбоустановки параметры свежего и вторичного пара (давление и температура) часто отличаются от номинальных значений. Кроме того, температура охлаждающей воды принимает номинальное значение в течение очень короткого промежутка времени осенью и весной. Поэтому, при эксплуатации турбоустановок необходимо проводить не только экспресс испытания и тепловые испытания, назначение которых состоит исключительно в определении состояния оборудования перед ремонтом и после ремонта, но и испытания для определения действительной эффективности турбоустановки при реальных условиях эксплуатации.

Каждая турбоустановка в зависимости от ее технического состояния, электрической (и тепловой для ТЭЦ) нагрузки и температуры охлаждающей воды имеет максимальную эффективность при вполне определенных значениях параметров свежего и вторичного пара и при определенном расходе охлаждающей воды на конденсатор. Чтобы обеспечить максимальную экономичность турбоустановки в реальных условиях эксплуатации, каждый из этих параметров должен поддерживаться на оптимальном уровне. Для этого, прежде всего, необходимо определять действительные значения основных режимных параметров турбоустановки с высокой точностью, что резко повышает требования к классу точности измерительных приборов и к правильности установки измерительных средств. Поэтому одной из первоочередных задач является оснащение действующих турбоустановок современными измерительными средствами.

Принцип, применяемый в настоящее время при эксплуатации паротурбинных установок как на ТЭС, так и на ТЭЦ состоит в следующем – чем выше параметры свежего пара и промежуточного перегрева и чем ниже давление в конденсаторе, тем лучше. Такой подход является общепринятым при эксплуатации как конденсационных, так и теплофикационных турбоустановок. При эксплуатации конденсационных турбин, поддержание температуры промежуточного перегрева на максимально допустимом уровне в основном связывают с необходимостью недопущения увеличения влажности отработавшего пара из-за опасности эрозионного разрушения рабочих лопаток последних ступеней турбины. Имеется целый ряд работ [4–5], в которых показано, что интенсивность эрозионного износа последних ступеней турбин определяется в основном концентрацией крупнодисперсной влаги в паровом потоке и режимом работы турбины [6] и мало зависит от суммарной влажности пара.

При эксплуатации конденсационных турбоустановок в теплое время года, когда температура охлаждающей воды повышается до 30 °С и выше, влажность отработавшего пара уменьшается практически до нуля. Например, для турбоустановки К-325-23,5 повышение давления в конденсаторе, вызванное повышением температуры охлаждающей воды, приводит к уменьшению влажности отработавшего пара на (2,5–3) %, в зависимости от расхода свежего пара (рис. 1).

Очевидно, что в этом случае поддержание температуры промежуточного перегрева на максимальном уровне с точки зрения снижения влажности оказывается неоправданным. Не смотря на это, температуру промежуточного перегрева поддерживают на максимальном уровне, оправдывая это тем, что поддержание температуры вторичного пара на максимальном уровне, обеспечивает получение максимального термического КПД цикла. Такой же подход применяется и при эксплуатации теплофикационных турбоустановок. Температуру вторичного пара поддерживают на максимальном уровне на режимах частичных нагрузок и даже при переходе последних ступеней турбины на вентиляционный режим и при значительном

перегреве отработавшего пара, что приводит к существенному пережогу топлива. На таких режимах целесообразность поддержания температуры промежуточного перегрева на максимальном уровне сомнительна и с точки зрения обеспечения максимального КПД турбоустановки.

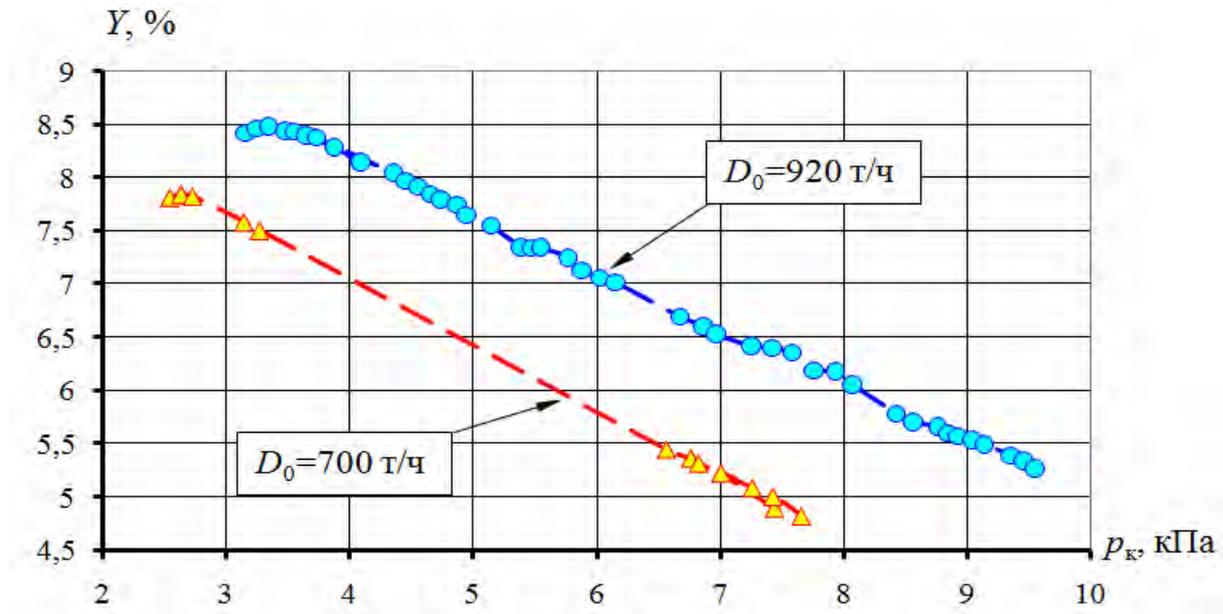


Рис. 1 – Зависимость влажности отработавшего пара на выходе турбины К-325-23,5 от давления в конденсаторе при постоянном расходе свежего пара

Исследования, выполненные при участии авторов данной работы, показали, что при повышенном давлении в конденсаторе снижение температуры вторичного пара до оптимального уровня приводит к уменьшению удельного расхода топлива на (0,5–1,5) %.

В зимнее время в климатических условиях Украины температура охлаждающей воды опускается до ~ 1 °С. При этом давление в конденсаторе может снижаться до значения, значительно ниже оптимального, что приводит к увеличению потерь с выходной скоростью, к снижению температуры конденсата и в результате – к увеличению расхода тепла на турбоустановку.

В такой ситуации уменьшение расхода охлаждающей воды позволит поддерживать давление в конденсаторе на оптимальном уровне, уменьшить снижение температуры конденсата, уменьшить мощность циркуляционных насосов и в итоге повысить эффективность турбоустановки.

Возникает вопрос: насколько целесообразно поддерживать часть режимных параметров на номинальном уровне в то время, когда турбоустановка работает на режимах, существенно отличающихся от номинального?

Собственные исследования авторов данной работы [7–9] и результаты, полученные другими исследователями, показали, что при работе турбоустановок на частичных режимах и при изменении условий эксплуатации, правильный выбор режимных параметров позволяет заметно повысить экономичность турбоустановки. Одним из удачных методов повышения эффективности турбоустановок при работе на частичных нагрузках является работа на режиме скользящих давлений [10, 11]. Хотя снижение давления свежего пара приводит к уменьшению термического КПД цикла, изменения в работе турбоустановки, вызванные переходом на скользящие параметры,

приводят к увеличению ее экономичности. Кроме того, имеются результаты исследований [12] по определению оптимального расхода циркуляционной воды на турбоустановку. Уменьшение расхода охлаждающей воды при снижении ее температуры и снижении нагрузки позволяет предотвратить чрезмерное снижение давления в конденсаторе и уменьшить расход электроэнергии на работу циркуляционных насосов.

При изменении температуры охлаждающей воды и электрической нагрузки существует определенное сочетание режимных параметров (температура свежего пара, температура вторичного пара, расход охлаждающей воды на конденсатор), при которых обеспечивается минимальный удельный расход тепла на турбоустановку. В качестве иллюстрации к сказанному на рисунках 2 и 3 приведены зависимости удельного расхода тепла на турбоустановки различного типа от температуры охлаждающей воды на режимах, отличающихся от номинальных.

Как видно из рис. 2 и 3, поддержание температуры промежуточного перегрева и других режимных параметров на номинальном уровне при работе турбоустановки на режимах, отличающихся от номинального, не обеспечивает максимальной экономичности турбоустановок (рис. 2, рис. 3 кривая 1). Правильный выбор температуры вторичного пара и других режимных параметров позволяет заметно уменьшить удельный расход тепла на турбоустановку при сохранении заданной электрической нагрузки (рис. 2, рис. 3 кривая 2). Из рисунков 2 и 3 также видно, что снижение температуры охлаждающей воды ниже оптимального значения приводит к увеличению удельного расхода тепла на турбоустановку. Поэтому в процессе эксплуатации необходимо либо не допускать снижение температуры охлаждающей воды ниже оптимального значения, либо уменьшать ее расход. Для каждого типа турбоустановки в зависимости от электрической нагрузки существует вполне определенное оптимальное значение температуры охлаждающей воды и, соответственно оптимальное давление в конденсаторе, которые должны определяться опытным путем.

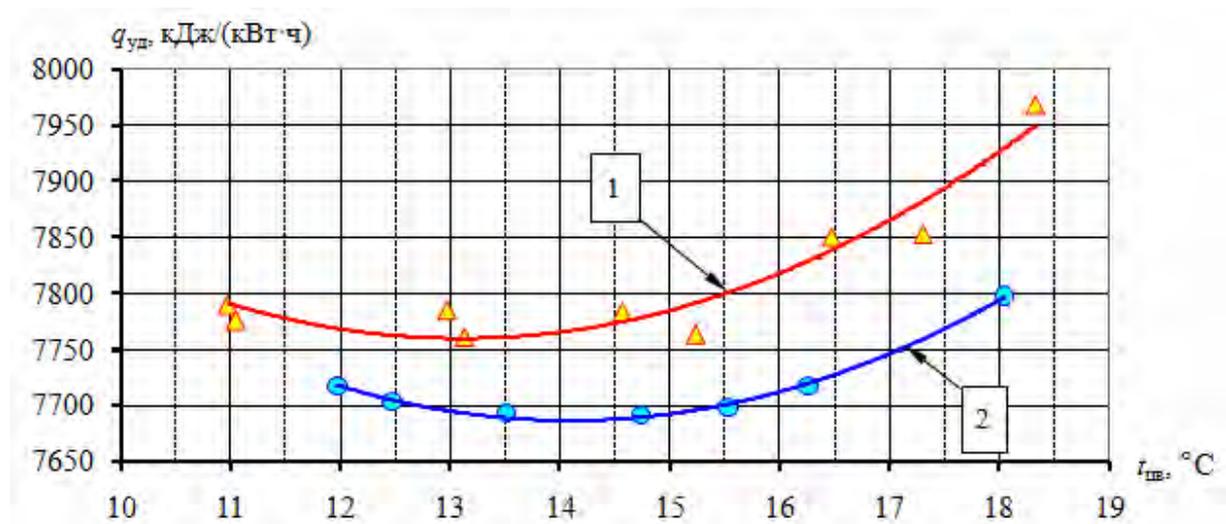


Рис. 2 – Зависимость удельного расхода тепла на турбоустановку К-325-23,5: $N_e \sim 310$ МВт:
 1 – при температуре промперегрева $t_{пр}$ (540 ± 2) °C и номинальных значениях других режимных параметров;
 2 – при оптимальных значениях температуры промперегрева $t_{пр} \sim (525-535)$ °C и оптимальных значениях других режимных параметров

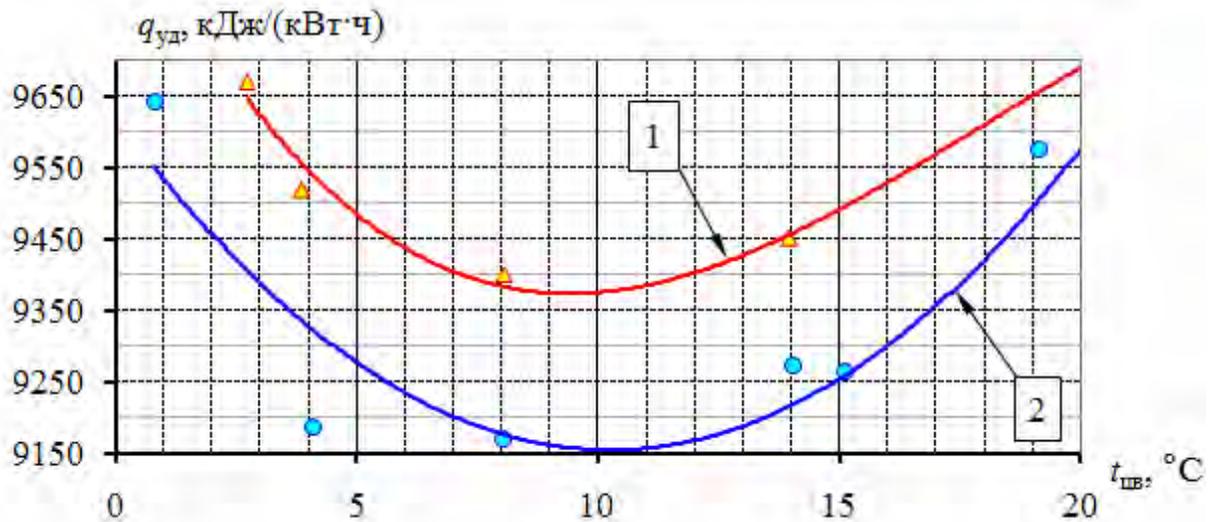


Рис. 3 – Зависимость удельного расхода тепла на турбоустановку К-210-130 ЛМЗ от температуры охлаждающей воды: $Ne \sim 145$ МВт: 1 – при температуре промперегрева $t_{пп} (540 \pm 2) ^\circ\text{C}$ и номинальных значениях других режимных параметров; 2 – при оптимальных значениях температуры промперегрева $t_{пп} \sim (525-530) ^\circ\text{C}$ и оптимальных значениях других режимных параметров

Выводы

Мощные турбоустановки, спроектированные для работы в базовом режиме в реальных условиях эксплуатации, большую часть времени эксплуатируются на режимах частичных нагрузок в широком диапазоне температур охлаждающей воды. Поддержание номинальных режимных параметров при снижении электрической нагрузки и изменении температуры охлаждающей воды не всегда обеспечивает максимальную экономичность турбоустановки. Существующие правила эксплуатации разрабатывались, исходя из эксплуатации турбоустановок в базовом режиме, и не дают ответа на вопрос: как необходимо изменять режимные параметры чтобы обеспечить максимальную экономичность турбоустановок при изменении электрической нагрузки и изменении температуры охлаждающей воды. Очевидно, назрела необходимость обобщения опыта, накопленного за многие годы исследователями и эксплуатационным персоналом паровых турбоустановок для создания новых правил эксплуатации паровых турбоустановок разного типа, с учетом их состояния и условий эксплуатации. Повышение качества эксплуатации турбоустановки тепловых электростанций Украины позволит уменьшить удельный расход топлива на (1,5–2) % при минимальных финансовых затратах.

Список литературы: 1. Вольчин, И.А. Пути улучшения экологических показателей угольных ТЭС Украины // Угольная теплоэнергетика: проблемы реабилитации и развития [Электронный ресурс]: 4 Междунар. науч.-практическая конф., 18-21 сентября 2008 г.: материалы конф. – Электрон. дан. – Алушта: НПВК «ТРИАКОН». – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). – Загл. с этикетки диска. 2. Борисов, Н.А. Основные проблемы развития ТЭС в Украине и пути их решения на среднесрочную перспективу [Текст] / Н.А. Борисов // Энергетика и электрификация. – 2002. – № 5. – С. 8-13. 3. Рыжский, В.Я. Тепловые электрические станции [Текст] / под ред. В.Я. Гиршфельда. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 350 с. 4. Дегтярев, Л.И. Эрозия турбинных лопаток [Текст] // Советское котлотурбостроение. – 1938. – № 4. – С. 4-11. 5. Даскал, Ю.И. Осаждение мелкодисперсной влаги в турбинных решетках [Текст] / Ю.И. Даскал // Изв. высших учебных заведений «Энергетика». – 1983. – № 12. – С. 81-83. 6. Эрозия рабочих лопаток последних ступеней паровых турбин на пусковых и малорасходных режимах [Текст] / В.Г. Орлик, Ю.Я. Качуринер, В.Ф. Червонный [и др.] // Тепловые

электростанции. – 2007. – № 4. – С. 6-10. **7.** Тарелин, А.А. Разработка мероприятий по повышению эффективности части низкого давления турбины К-300-240 при работе в условиях энергорынка [Текст] / А.А. Тарелин, В.П. Скляр // Наука та інновації. – 2007. – Т. 3, № 3. – С. 30-35. **8.** Влияние температуры промпрегрева на мощность турбоагрегата Т-250/300-240 [Текст] / А.А. Тарелин, В.П. Скляр, Г.К. Вороновский, Т.И. Шведова, А.В. Медведовский, А.Ю. Козлоков // Пробл. машиностроения. – 2007. – Т. 10, № 2. – С. 5-8. **9.** Повышение экономичности паровых турбоустановок при работе на нерасчетных режимах [Текст] / А.А. Тарелин, В.П. Скляр, А.Ю. Майстренко, А.В. Косячков // Восточно-европейский журнал передовых технологий. – 2009. – № 2/7(38). – С. 4-8. **10.** Экономичность блоков 300 МВт с турбоустановками К-300-240 ХТГЗ при работе на скользящем давлении [Текст] / М.Г. Теплицкий, А.Г. Прокопенко [и др.] // Теплоэнергетика. – 1974. – № 6. – С. 43-47. **11.** Об'єкти теплових електричних станцій. Режими роботи та експлуатації [Текст] / Й.С. Мисак, Я.Ф. Івасик, П.О. Гут, Н.М. Лашковська. – Львів: НУ «Львівська політехніка», 2007. – 255 с. **12.** Определение оптимального расхода циркуляционной воды на блоке мощностью 800 МВт [Текст] / Л.Б. Зусманович, В.И. Федоров // Теплоэнергетика. – 1984. – № 2. – С. 27-30.

Поступила в редколлегию 15.01.13

УДК 621.165

Повышение экономичности турбоустановок ТЭС и ТЭЦ Украины в условиях энергорынка [Текст] / **А.А. Тарелин, В.П. Скляр** // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – Х.: НТУ «ХПІ», 2013. – № 12(986). – С. 17-23. – Бібліогр.: 12 назв. – ISSN 2078-774X.

Розглянуті деякі причини зниження економічності ТЕЦ і ТЕС у реальних умовах експлуатації. Запропонований підхід до підвищення ефективності потужних паротурбінних установок за рахунок раціонального вибору експлуатаційних параметрів з урахуванням реального стану енергоблоку й особливостей роботи турбоустановки в умовах станції.

Ключові слова: турбоустановка, економічність, ТЕС, ТЕЦ, режимні параметри, ККД.

Certain causes of efficiency decay in real working conditions of power stations are considered. Approach to efficiency increase of high-power steam turbine-generator set at the expense of rational exploitation parameters choice keeping in mind real conditions of energetic block and turbine-generator set work feature in power plant conditions is proposed.

Keywords: turbine-generator, power stations, exploitation parameters, efficiency.