

# Энергосберегающие технологии

УДК 621.311.22

## Термодинамические основы повышения эффективности работы теплоэлектроцентралей

**Хортова О.А.**

*Институт общей энергетики НАН Украины, Киев*

С помощью термодинамического метода выявлены неучтенные раньше резервы повышения эффективности работы теплоэлектроцентралей за счет утилизации тепла систем охлаждения генератора и маслоохлаждения паротурбинной теплофикационной установки. Проиллюстрирована возможность применения такого мероприятия энергосбережения на тепловых электростанциях.

**Ключевые слова:** эффективность теплоэлектроцентралей, утилизация теплоты, паротурбинная теплофикационная установка.

За допомогою термодинамічного метода виявлено невраховані раніше резерви підвищення ефективності роботи теплоелектроцентралей за рахунок утилізації тепла систем охолодження генератора та маслоохолодження паротурбінної теплофікаційної установки. Проілюстровано можливість застосування такого заходу енергозбереження на теплових електростанціях.

**Ключові слова:** ефективність теплоелектроцентралей, утилізація тепла, паротурбінна теплофікаційна установка.

Теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) являются основными потребителями природного газа в электроэнергетике. В современных условиях постоянного роста рыночных цен на топливо их конкурентоспособность снижается, а завышенные тарифы на тепло, которое отпускается ТЭЦ, приводят к отказу потребителей от услуг ТЭЦ в пользу собственных небольших котельных. Следствием этого является прогрессирующая недогрузка ТЭЦ по теплу и перерасход топлива при их работе в конденсационном режиме. Для исправления такой ситуации необходимо принимать меры относительно повышения эффективности производства электрической и тепловой энергии на теплоэлектроцентралях.

Эффективность внедрения энергосберегающих мероприятий в тепловой энергетике прямо связана с корректностью определения фактиче-

ских, нормативных и предельных показателей энергоёмкости производства электрической и тепловой энергии. Для оценки эффективности работы ТЭЦ и внедрения энергосберегающих и инновационных технологий прежде всего необходимо определить основные показатели тепловой экономичности электростанции.

На сегодня вопрос повышения эффективности работы ТЭЦ решается на основе методик оценки основных показателей энергетической эффективности тепловых электростанций, разработанных ЛьвовОРГРЭС [1, 2]. Однако в этих методиках практически не предусмотрены мероприятия, связанные с устранением потерь теплоты с охлаждающей водой машин и механизмов ТЭЦ, теплоты уходящих газов котлоагрегатов и т.п. Причиной этого является то, что потери в цикле принимаются как данность (за-

ранее задаются в расчетах). В частности, по действующей стандартной методике [1], КПД котлоагрегата определяется как отношение его паропроизводительности к расходу топлива, то есть этот КПД включает в себя исключительно только полезно отпускаемую с паром теплоту. Таким образом, если на выходе из этого котлоагрегата утилизировать тепло выхлопа (например, для подогрева сетевой воды), то это никак не отразится на значении КПД этого котлоагрегата и на повышении эффективности работы электростанции в целом. То есть указанные выше методики направлены, главным образом, на повышение уровня эксплуатации существующего оборудования.

На самом деле, все потери в рабочем цикле ТЭЦ выделяются в виде тепла, которое всегда можно утилизировать. То есть для повышения эффективности работы ТЭЦ необходимо устранять и те потери, которые уже считаются привычными. К ним можно отнести, в частности, потери с охлаждающей технической водой и с уходящими газами и т.п.

Устранить указанные выше недостатки и выявить новые резервы повышения эффективности ТЭЦ можно на основе термодинамического анализа циклов с разделением затрат на отпуск электрической и тепловой энергии.

В Институте общей энергетики НАН Украины разработан проект стандарта определения основных показателей эффективности работы и предельных возможностей экономии топлива на ТЭЦ, который реализует термодинамический метод оценки показателей тепловой экономичности электростанций. Основные положения, которые приняты в стандарте, частично учтены в отраслевом руководящем документе [3], а их уточнения приведены в работе [4]. С помощью термодинамического метода, который основан на законе сохранения и преобразования энергии в паротурбинных установках, можно оценить текущие показатели работы ТЭЦ по ее интегральным характеристикам, а также предельно достижимые значения эффективности.

Цель данной статьи — оценка возможных направлений повышения эффективности работы ТЭЦ за счет использования цикловых потерь тепла, которые могут быть выявлены термодинамическим методом определения показателей тепловой экономичности энергетических установок комбинированного производства.

Согласно определению термодинамического метода, энергоёмкость технологического процесса производства электрической и тепловой энергии — это отношение отделенной части общих затрат энергии топлива, отнесенной на отпуск соответственно электрической и тепловой энер-

гии, к фактическому объему ее отпуска электростанцией (группой оборудования). Топливную составляющую энергоёмкости разделяют на фактическую, нормативную и предельную.

Фактическую энергоёмкость технологического процесса производства электрической и тепловой энергии, отпущенной электрической станцией (ГДж/ГДж), определяют по формулам:

$$f_w = 29,3 B_w / 3,6 W_{\text{отп}}; \quad (1)$$

$$f_q = 29,3 B_q / Q_{\text{отп}}, \quad (2)$$

где  $B_w$  — расход топлива на отпуск электрической энергии, т у. т.;  $W_{\text{отп}}$  — отпущенная электростанцией электрическая энергия, тыс. кВт·ч;  $B_q$  — расход топлива на отпуск тепловой энергии, т у. т.;  $Q_{\text{отп}}$  — отпущенная электростанцией тепловая энергия, ГДж.

Нормативную энергоёмкость технологического процесса производства электрической и тепловой энергии, отпущенной электростанцией, определяют по формулам, аналогичным (1) и (2), но вместо соответствующих значений затрат топлива на отпуск электрической и тепловой энергии подставляют их нормативные значения.

Предельная энергоёмкость технологического процесса производства электрической и тепловой энергии на электрической станции — термодинамический минимум энергоёмкости производства указанных энергоносителей. Он соответствует условиям работы турбин в режиме исключительно комбинированного производства электрической и тепловой энергии с полным использованием потерь тепловой энергии.

Предельную энергоёмкость технологического процесса производства электрической и тепловой энергии, отпущенной электрической станцией (ГДж/ГДж), можно определить по формулам:

$$f_w^0 = 1 / \eta_0; \quad f_q^0 = f_w^0 [t / (273 + t)],$$

где  $\eta_0$  — теоретический КПД цикла Ренкина [4];  $t$  — температура отпуска тепловой энергии, которую принимают равной фактической температуре отпуска тепловой энергии в режиме номинальной тепловой нагрузки, °С.

Разделение затрат энергии топлива на отпуск электрической и тепловой энергии осуществляют с целью дальнейшего определения фактических и нормативных значений топливной составляющей энергоёмкости производства данных видов продукции тепловой электрической станции.

Расчет энергоёмкости технологического процесса производства электрической энергии

(г у.т./кВт·ч) и тепловой энергии (кг у.т./Гкал) определяют по формулам:

$$b_w = f_w \cdot 860 / 7; b_q = f_q \cdot 1000 / 7.$$

Из анализа приведенных выше формул следует, что снижение энергоемкости производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ с фиксированным уровнем начальных параметров пара возможно по двум основным направлениям: 1) повышение электрического КПД электростанции: устранение механических и гидравлических потерь в турбинах и генераторах ТЭЦ (повышение внутреннего относительного КПД проточной части паровых турбин, механического КПД и КПД генератора); снижение температурного уровня отпуска тепловой энергии от паровых турбин; снижение затрат электрической энергии на собственные нужды ТЭЦ; 2) минимизация тепловых потерь в тепловых, тепломеханических и электромеханических процессах ТЭЦ; глубокое охлаждение продуктов сгорания, выходящих из котлоагрегатов ТЭЦ, с использованием теплоты охлаждения и конденсации продуктов сгорания для подогрева сетевой воды; снижение или утилизация потерь теплоты с технической водой системы охлаждения маслосистемы, генератора, других вспомогательных машин и механизмов ТЭЦ для подогрева сетевой воды; снижение или утилизация физических потерь тепла от внешних поверхностей котлов, паровых турбин, трубопроводов и арматуры ТЭЦ.

Примером передового опыта в этом направлении может быть ТЭЦ Deva (г.Умее, Швеция) [5]. Теплоэлектроцентр Deva, построенная в 1999–2000 гг., рассчитана на совместное сжигание отходов деревообработки и бытового мусора с полным очищением продуктов сгорания и предназначена для централизованного тепло- и электроснабжения потребителей этого района. ТЭЦ Deva является первой электростанцией в мире, которая имеет систему рекуперации тепла с интегрированным компрессионным тепловым насосом, позволяющим повысить эффективность утилизации выделяемой на ТЭЦ теплоты от 94 % до 107 % (по нижней теплоте сгорания топлив).

Кроме известной технологии утилизации теплоты уходящих газов котлоагрегатов ТЭЦ, на примере одной из действующих станций была рассмотрена технология утилизации теплоты вспомогательных систем охлаждения (систем охлаждения генератора и маслоохлаждения турбины) современной паротурбинной установки типа Т-250/300-240 УТМЗ.

Генератор ТВВ-320 ЛМЗ энергоблока Т-250/300-240 УТМЗ имеет водородное охлаж-

дение сердечника статора и обмоток ротора и водное охлаждение металла статора. Возбудитель генератора имеет принудительное воздушное охлаждение. Для нормального функционирования генератора и возбудителя служит система охлаждения, в которой химически обессоленная охлаждающая вода из бака подается насосами в газоохладители генератора и воздухоохладители возбудителя. Исследования данного технологического контура показали, что единственным источником утилизации теплоты системы являются теплообменники охлаждающей воды газоохладителей (ОГЦ), которые передают тепло циркуляционной воде. При этом тепловой поток циркуляционной воды в количестве 3–3,5 МВт с температурой 33–35 °С сбрасывается в окружающую среду. Для полезной утилизации этой теплоты предлагается задействовать теплонасосный цикл, оборудование которого замещает в технологической схеме охладитель ОГЦ (рис.1).

Рабочее тело цикла, хладагент R21 [6], получает тепло от сбросной воды газоохладителей генератора, испаряется и перегревается до 38 °С, затем сжимается в компрессоре с повышением температуры до 95 °С и попадает в теплообменник, где охлаждается и конденсируется при 58 °С, отдавая тепло обратной сетевой воде теплофикационной установки энергоблока. После дросселирования хладагент снова попадает в испаритель для утилизации теплоты из схемы. Предложенная схема позволяет использовать для перегрева хладагента в испарителе тепло переохлаждения рабочего тела в конденсаторе (на рис.2 изображено процессами А-В и Д-Е). В конденсаторе теплонасосного цикла подогревается сетевая вода до 53 °С. Для циркуляции сетевой воды через теплообменник можно использовать существующие сетевые насосы теплофикационной установки блока, которые создают перепад давления 0,6–0,7 МПа.

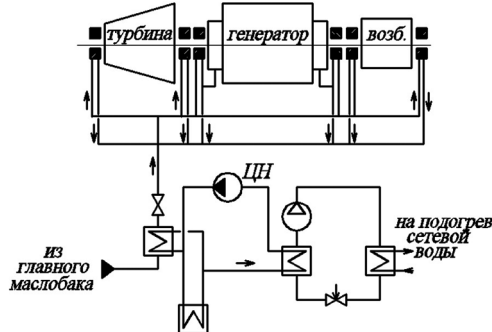


Рис.1. Схема утилизации потерь теплоты с технической водой системы охлаждения генератора турбины типа Т-250/300-240 УТМЗ для подогрева сетевой воды с помощью теплового насоса.

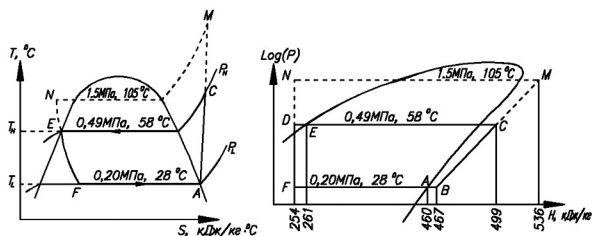


Рис.2. Цикл теплового насоса с механической компрессией пара и двойной цикл Ренкина на хладагенте R21 в [P-h]- и [T-S]-диаграммах.

Расчет цикла теплового насоса с электрическим осевым парокompрессором [7] (см. рис.2) позволяет установить, что количество теплоты, которое передается сетевой воде в конденсаторе теплонасосной установки, составляет 3,6 МВт при потребляемой электрической мощности на привод компрессора теплового насоса 536 кВт (коэффициент преобразования цикла 7,44).

Выбор хладагента R21 обусловлен его сравнительно невысокой стоимостью, низким озоноразрушительным потенциалом (лишь 0,04 сравнительно с R11), легкостью транспортировки и использованием вследствие плюсовой температуры кипения (+8 °C при атмосферном давлении).

Другим источником низкопотенциальной теплоты, которая сбрасывается в окружающую среду и может быть использована для подогрева сетевой воды теплофикационной установки, являются масляные системы смазывания турбины Т-250/300-240 УТМЗ и уплотнений вала генератора ТВВ-320, схема утилизации потерь теплоты с технической водой которых представлена на рис.3.

Масляная система смазывания турбоагрегата Т-250/300-240 УТМЗ состоит из главного маслобака, масляных насосов, которые прокачи-

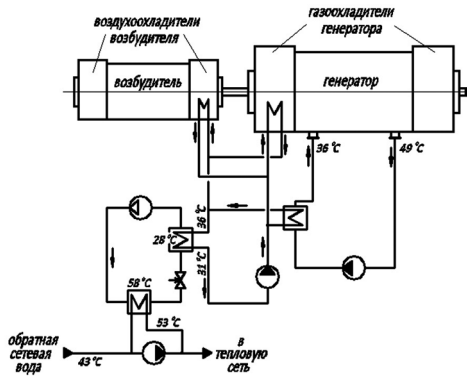


Рис.3. Схема утилизации потерь теплоты с технической водой систем охлаждения масляных систем смазывания турбины типа Т-250/300-240 УТМЗ и уплотнений вала генератора ТВВ-320 с помощью теплового насоса.

вают масло через маслоохладители, распределительных трубопроводов смазывания подшипников турбины и питательных насосов, сливных трубопроводов к маслобаку турбины. В подшипниках масло нагревается за счет трения и контакта с горячей поверхностью вала турбины.

Система масляных уплотнений вала генератора ТВВ-320 служит для удержания водорода в корпусе генератора, который служит для его охлаждения, и находится под избыточным давлением 0,4 МПа и тоже питается из главного маслобака турбины. Масло подается маслонасосами через маслоохладитель уплотнений к регуляторам давления масла: прижимному и уплотняющему устройствам. Уплотняющее масло нагревается за счет трения в уплотнениях генератора от 39 до 58 °C и сбрасывается в маслобак.

Для утилизации этой теплоты используется циркуляционная (или техническая) вода, которая нагревается в маслоохладителях систем смазывания и уплотнения турбины, охлаждается в градирнях электростанции вместе с основным потоком циркуляционной воды из выхода конденсаторов.

Эту теплоту также можно использовать для подогрева обратной сетевой воды теплофикационной установки ТЭЦ, предложив теплонасосный цикл с хладагентом R21. При этом, учитывая разные уровни температур масла для каждой из систем, оптимальным является вариант подготовки промежуточного теплоносителя (смягченной или обессоленной воды), который будет охлаждаться в теплонасосном цикле до 31 °C.

Расчет такого цикла теплового насоса с электрическим осевым парокompрессором [7] позволяет установить, что количество теплоты, которое передается сетевой воде в конденсаторе теплонасосной установки, составляет 1,7 МВт при потребляемой электрической мощности на привод компрессора теплового насоса 255 кВт (коэффициент преобразования цикла 7,44).

Для количественного анализа энергоемкости производства электрической и тепловой энергии термодинамическим методом [3, 4] воспользуемся отчетными показателями работы одной из действующих ТЭЦ, приведенными в табл.1. Здесь также представлены и скорректированные показатели, учитывающие использование тепловых насосов по подробно рассмотренным выше схемам (увеличивается отпуск теплоты с сетевой водой, но уменьшается отпуск электроэнергии в сеть на величину, необходимую для привода компрессоров).

Расчетные значения энергоемкости технологического процесса производства электрической

**Таблица 1. Отчетные показатели работы ТЭЦ с двумя блоками типа Т-250/300-240 за календарный год**

№№ п/п	Показатель, единица измерения	Обозначение	Без полезной утилизации теплоты	При использовании тепловых насосов
1	Установленная электрическая мощность турбин, кВт	$N_{уст}$	500000	500000
2	Давление свежего пара, МПа	$P_0$	23,5	23,5
3	Температура свежего пара, °С	$t_0$	545	545
4	Температура промежуточного перегрева, °С	$t_{пп}$	565	565
5	Производство электрической энергии, тис. кВт.ч	$W$	1804000	1804000
6	Отпуск электрической энергии, тис. кВт.ч	$W_{отп}$	1526000	1516900
7	Отпуск тепловой энергии внешним потребителям от ТЭЦ, ГДж, в том числе от водогрейных котлов, ГДж	$Q_{отп}$ $Q_{ПВК}$	12663609 4376353	12860228 4376353
8	Доля отпуска тепла от ПВК, %	$\alpha_{пвк}$	34,6	34,6
9	Расход условного топлива энергетическими котлами ТЭЦ, т у.т.	$B$	678808	678808
10	Расход условного топлива пиковыми водогрейными котлами ТЭЦ, т у.т.	$B_{ПВК}$	158634	158634

**Таблица 2. Энергетические эквиваленты отчетных показателей работы ТЭЦ с двумя блоками типа Т-250/300-240 за календарный год**

№№ п/п	Показатель, единица измерения	Обозначение	Без полезной утилизации теплоты	При использовании тепловых насосов
1	Отпуск электрической энергии, ГДж	$H_w$	5493600	5460840
2	Отпуск тепловой энергии внешним потребителям от ТЭЦ, ГДж	$H_q$	12663609	12860228
3	Затраты условного топлива энергетическими котлами ТЭЦ, ГДж	$H_k$	19889074,4	19889074,4
4	Затраты условного топлива пиковыми водогрейными котлами ТЭЦ, ГДж	$H_{ПВК}$	4647976,2	4647976,2

**Таблица 3. Основные расчетные параметры работы теплоэлектроцентрали с двумя блоками типа Т-250/300-240 за календарный год**

№№ п/п	Показатель	Обозначение	Без полезной утилизации теплоты	При использовании тепловых насосов
1	Теоретический КПД цикла Ренкина	$\eta_0$	0,5071	0,5071
2	Коэффициент термодинамической ценности теплоты	$\omega_0$	0,3190	0,3205
3	Фактический энергетический эквивалент затрат топлива на энергию, отпущенную электростанцией, ГДж:			
	электрическую	$F_w$	13430208,24	13315315,89
	тепловую	$F_q$	11106842,36	11221734,71
4	Фактическая энергоемкость производства:			
	электрической энергии, ГДж/ГДж	$f_w$	2,4447	2,4383
	то же, в технических единицах, г у.т./кВт.ч	$b_w$	300,35	299,57
5	Фактическая энергоемкость производства:			
	тепловой энергии, ГДж/ГДж	$f_q$	0,8771	0,8726
	то же, в технических единицах, кг у.т./Гкал	$b_q$	125,3	124,66
6	Предельная энергоемкость производства:			
	электрической энергии, ГДж/ГДж	$f_w^0$	1,972	
	то же, в технических единицах, г у.т./кВт.ч	$b_w^0$	242,27	
7	Предельная энергоемкость производства:			
	тепловой энергии, ГДж/ГДж	$f_q^0$	0,5287	
	то же, в технических единицах, кг у.т./Гкал	$b_q^0$	75,53	

и тепловой энергии по данным табл.1, 2, которые определены согласно [3, 4], приведены в табл.3.

При сравнении соответствующих показателей энергоемкости технологического процесса производства электрической и тепловой энергии одной из ТЭЦ Украины видно, как они прибли-

жаются к предельным показателям энергоемкости данной ТЭЦ. Таким образом, пример введения предложенных выше инноваций в технологическую схему ТЭЦ иллюстрирует одну из практических возможностей энергосбережения на тепловых электростанциях.



### Выводы

Приведены методические основы объективного определения показателей тепловой экономичности ТЭЦ и предельно достижимые показатели их работы.

Разработаны основные направления повышения эффективности существующих ТЭЦ.

На реальном примере рассмотрена возможность утилизации теплоты систем охлаждения генератора и маслоохлаждения паротурбинной теплофикационной установки для повышения эффективности работы теплоэлектроцентрали.

Показано, что кроме получения дополнительной теплоты, использование энергосберегающих мероприятий на электрических станциях позволяет уменьшить показатели удельных затрат топлива на отпуск электрической и тепловой энергии.

### Список литературы

1. ГКД 34.09.103-96. Расчет отчетных технико-экономических показателей электростанции о тепловой экономичности оборудования : Методические указания.

зання. — [Чинний від 1996-01-15]. — Киев : УНІО Энергопрогресс, 1996. — 137 с.

2. ГКД 34.09.108-98. Розподіл витрат палива на теплових електростанціях на відпущену електричну і теплову енергію при їх комбінованому виробництві : Методика. — [Чинний від 1998-03-01]. — Київ. : НДІЕнергетики, 1998. — 17 с.

3. ГКД 34.09.100-2003. Витрати палива на відпущену електричну та теплову енергію при їх комбінованому виробництві на теплових електростанціях : Методика визначення. — [Чинний від 2003-11-15]. — Київ. : ОЕП «ГРІФРЕ», 2003. — 25 с.

4. Дубовський С.В., Хортова О.О. Методичні основи розробки стандарту визначення енергоємності комбінованого виробництва електричної енергії і теплоти на електричних станціях // Проблеми загальної енергетики. — 2009. — № 20. — С. 14–20.

5. Umea ENERGI. — <http://www.umeaenergi.se>.

6. Термодинамические диаграммы i–lgP для хладагентов : Каталог / Сост. ООО «АВИСАНКО». — М. : АВИСАНКО, 2003. — 50 с.

7. Reay D., Macmichael D. Heat pumps. Design and applications / Oxford : Pergamon press, 1979. — 224 с.

Поступила в редакцию 17.01.11

## Thermodynamical Bases of Increase of Thermal Power Stations Operational Efficiency

*Khortova O.A.*

*Institute of General Energy of NASU, Kiev*

The unaccounted reserves of thermal power stations operational efficiency increase by heat utilization of generator cooling system and the steam extraction turbine oil-cooling system are displayed. The possibility of the energy-saving method application on thermal power stations is illustrated.

**Key words:** thermal power station efficiency, heat utilization, steam-turbine heating system plant.

Received January 17, 2011