

АННОТАЦИЯ

В работе рассматривается специфика структуры мощностей объединённой энергосистемы (ОЭС) Беларуси на фоне происходящего их перевода на парогазовую технологию, строительства атомной электростанции и необходимости регулировать мощность генерации в соответствии с графиком электропотребления.

ANNOTATION

The specifics of the structure of the superpower of Belarus on the background of their change to combined-cycle technology, nuclear power plant construction and the necessity to regulate the power generation in accordance with the power consumption schedule is presented in the article.

Абсорбционные тепловые насосы на ТЭЦ Белорусской ОЭС на примере Мозырской ТЭЦ

В. Н. Романюк, д. т. н., профессор, А. А. Бобич, м. т. н.
Белорусский национальный технический университет

Введение

Значительную долю генерирующего оборудования Объединённой энергетической системы (ОЭС) Беларуси представляют теплофикационные мощности (рис. 1).

Для энергосистемы с большой долей комбинированной выработки тепловой и электрической энергии особую актуальность приобретает проблема повышения эффективности работы существующих теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), что достигается, в частности, переводом их на парогазовую технологию (ПГУ-ТЭЦ). Наибольший эффект от перехода к парогазовой технологии имеет место именно на ТЭЦ, и поэтому именно их в первую очередь необходимо модернизировать [1]. Техническое перевооружение ТЭЦ позволяет [1]:

- ♦ повысить КПД по отпуску электроэнергии на ПГУ-ТЭЦ;
- ♦ увеличить электрическую мощность ТЭЦ в 1,5–3 раза;
- ♦ обеспечить самую высокую термодинамическую и экономическую эффективность по сравнению с другими способами повышения эффективности электроэнергетики;
- ♦ повысить надёжность электроснабжения потребителей энергосистемы за счёт ликвидации дефицита мощности;
- ♦ обновить изношенное основное оборудование.



Рис. 1. Структура генерирующих мощностей ОЭС Беларуси на 2013 г.

Значительная доля природного газа (ПГ) в стране используется для получения тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, оборудование которых морально и физически устарело и требует модернизации. В такой ситуации, усугубляющейся постоянным дефицитом финансовых ресурсов, необходимо искать пути повышения эффективности производства энергии при ограниченных инвестициях. Этому условию отвечает перевод действующих ТЭЦ на парогазовую технологию, однако в результате такой модернизации возникает ряд проблем, требующий незамедлительного решения, в частности, с регулированием мощности генерации электроэнергии в ОЭС страны. Регулирование мощности для систем с преобладанием тепловых электростанций, как отмечается многими специалистами, является общей проблемой, с которой связан повышенный перерасход топлива [2–8].

Комплекс решений, отвечающий возникающим вызовам в контексте развития ОЭС Беларуси, известен [9, 11]. В числе потенциально приемлемых решений следует рассмотреть применение абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов (АБТН) на ТЭЦ, при котором на другие генерирующие мощности передаётся дополнительная нагрузка и при этом тепловая нагрузка обеспечивается без привлечения теплогенерирующих источников прямого сжигания, а удельный расход топлива (УРТ) снижается. Например, для Мозырской ТЭЦ (МТЭЦ) на 20–26 г/кВт·ч, что и рассматривается в настоящей статье.

Исходное состояние

С переводом ТЭЦ на парогазовую технологию изменяется структура генерации в связи с увеличением удельной выработки на тепловом потреблении в 2–4 раза. На рис. 2 и 3 приведены структуры установленных теплофикационных мощностей и выработки электроэнергии на ТЭЦ Беларуси.

В условиях, когда структура энергопотребления хозяйственным комплексом не меняется, с соответствующим увеличением удельной выработки на тепловом потреблении в результате указанной модернизации ТЭЦ в ОЭС Беларуси вытесняются из процесса генерации конденсационные блоки как паротурбинные, так и блоки ПГУ. Вытеснение паротурбинных мощностей создаёт проблемы с регулированием мощности (рис. 4).

Решение задачи обеспечения графика электрических нагрузок требует дальнейшей разгрузки высокоэффективных парогазовых конденсационных блоков с тем, чтобы обеспечить в системе техническим минимумом нагрузки паротурбинные конденсационные блоки и сохранить их в работе в роли регуляторов. И эта проблема, как следует из графика на рис. 4, имеет место уже сейчас, а с вводом АЭС (рис. 5) её масштаб несоизмеримо возрастёт.

Из анализа графика на рис. 5 следует, что регулировочный диапазон электростанций будет исчерпан, и в ночное время зимнего периода исчезнет возможность снизить мощности генерирующих источников на требуемые 0,7–1,1 ГВт [9]. В межотопительный период небаланс электрических мощностей составит величину 0,3–0,75 ГВт [9]. В связи с этим в энергосистеме, в которой ТЭЦ играют большую роль, к ним предъявляются новые требования. Например, одно из них можно сформулировать так: в отопительный период должно обеспечиваться снижение удельной выработки

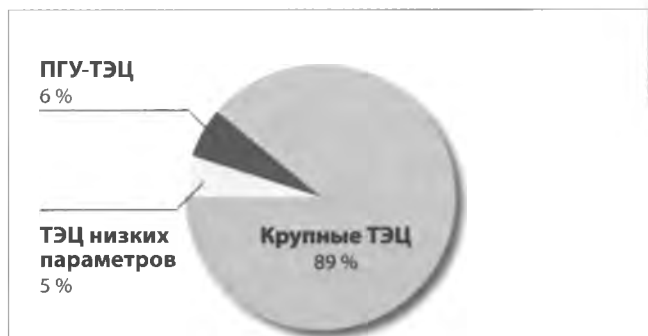


Рис. 2. Структура установленной мощности ТЭЦ в ОЭС Беларуси на 2013 г.

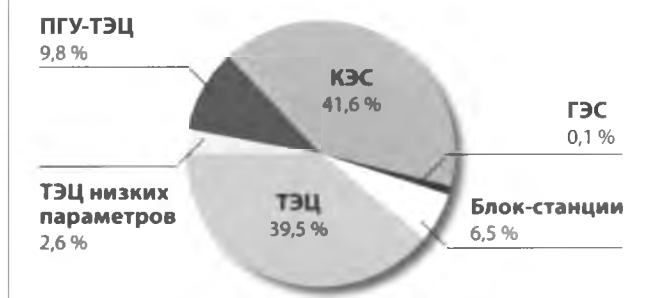
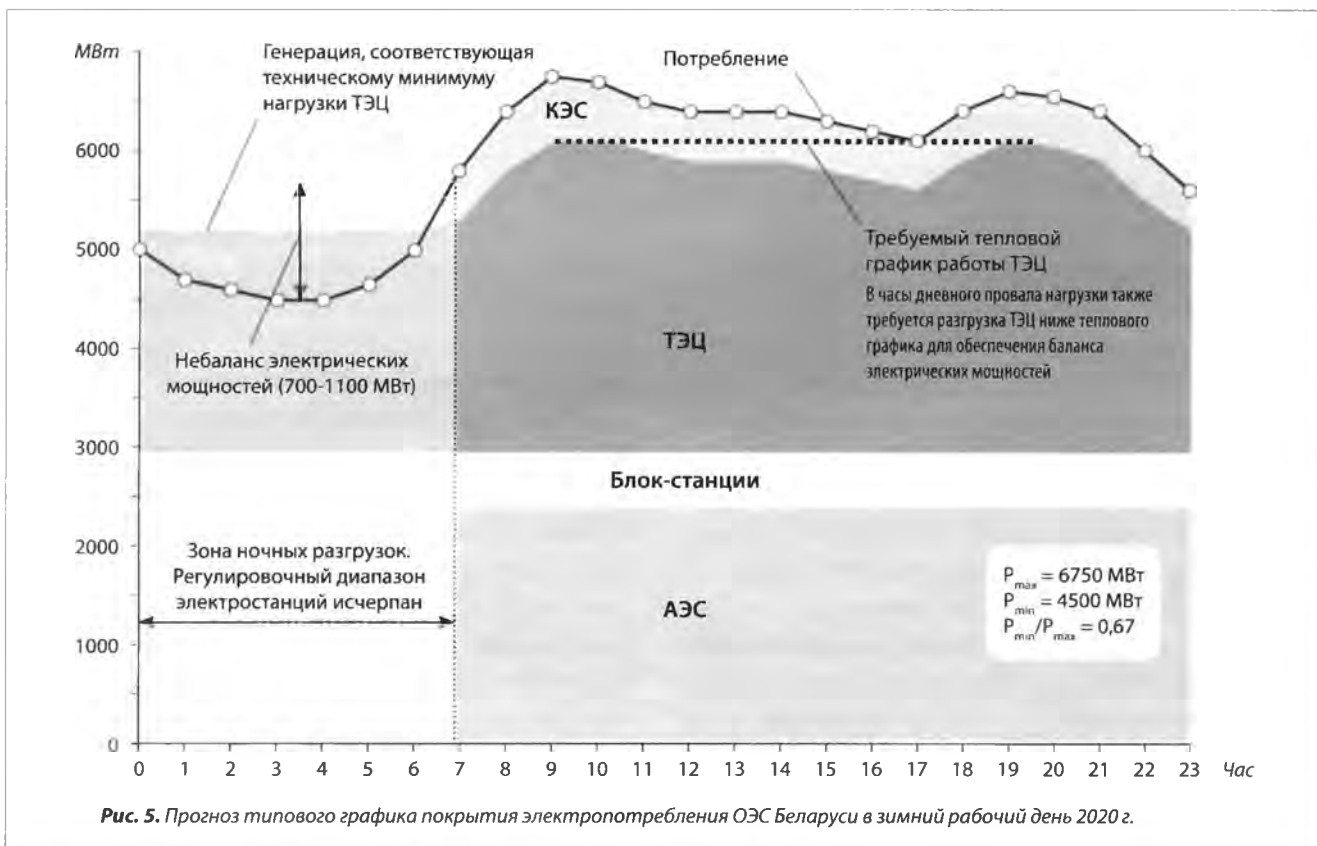
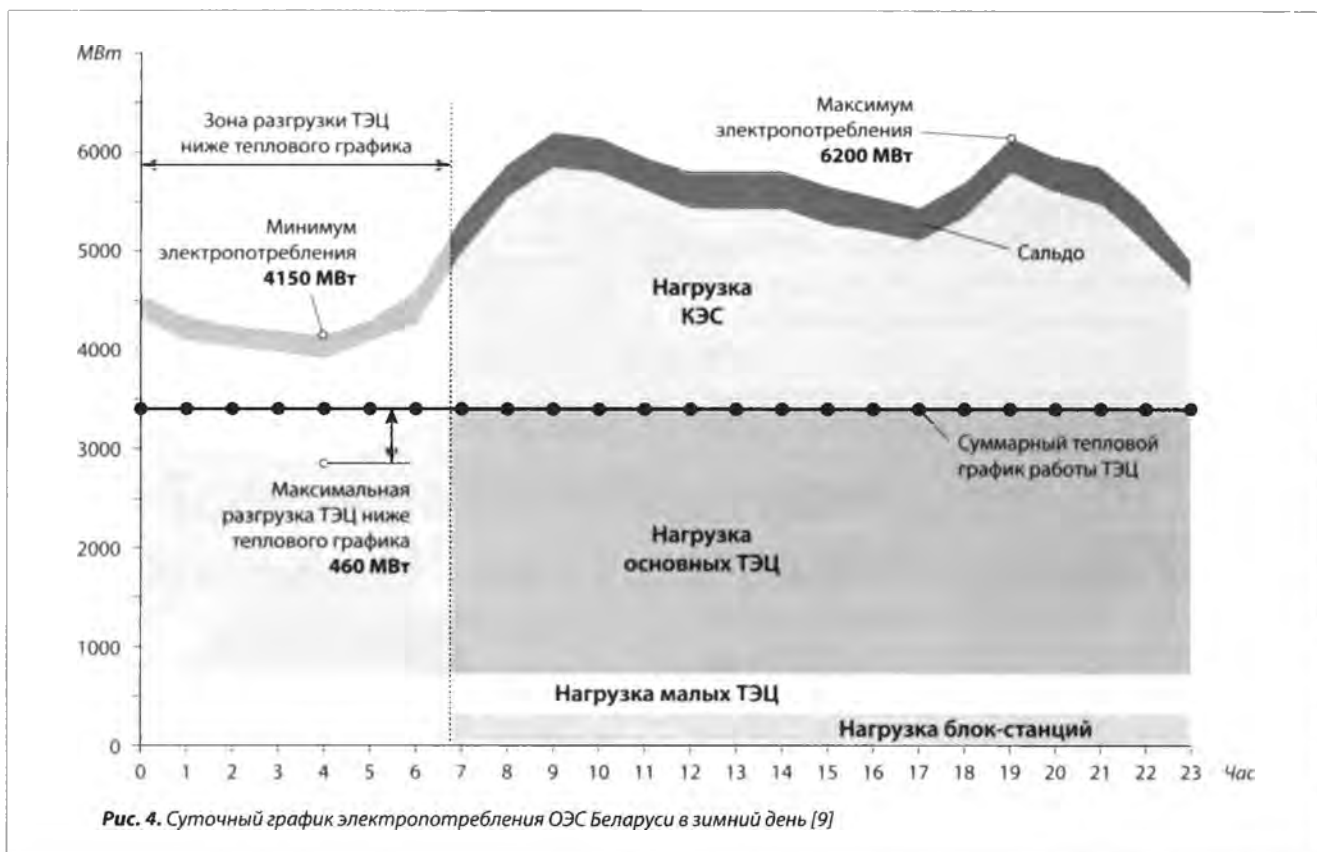


Рис. 3. Структура выработки электроэнергии электростанциями ОЭС Беларуси в 2010 г.

электроэнергии на тепловом потреблении без передачи тепловой нагрузки источникам прямого сжигания топлива, то есть при сохранении или, ещё лучше, снижении УРТ на выработку основной продукции ТЭЦ — потоков тепловой и электрической энергии.

Развитие тепловой схемы МТЭЦ

Среди ТЭЦ ОЭС страны доминируют станции с высокими начальными параметрами пара, поэтому речь здесь идёт именно о них. Одной из объективных особенностей большинства ТЭЦ является наличие низкотемпературных тепловых потоков, связанных с охлаждением генератора, систем смазки и главным образом отводом теплоты от конденсатора. Эти потоки сбрасываются в окружающую среду, поскольку их температура низка: на уровне 20–30 °С. Их использование на ТЭЦ с помощью АБТН рассматривается в [11]. Здесь приводятся результаты предварительной технико-экономической оценки установки АБТН на МТЭЦ для утилизации перенесённых низкотемпературных потоков.



Основные характеристики МТЭЦ:

- ♦ установленная электрическая мощность — 205 МВт;
- ♦ тепловая мощность — 617 МВт (531 Гкал/ч), в том числе из отборов турбоагрегатов — 506 МВт (435 Гкал/ч).

На ТЭЦ установлено следующее основное оборудование:

- ♦ пять паровых котлоагрегатов (ТГМ-84Б ст. № 1–4 и БКЗ-420-ГМ ст. № 5) производительностью пара 420 т/ч (14 МПа и 550 °С) каждый;
- ♦ два турбоагрегата (ПТ-70-130/13 и ПТ-135/165-130/15), работающих с параметрами свежего пара 13 МПа и 545 °С.

Отпуск тепловой энергии промышленным потребителям МНПЗ с паровым теплоносителем осуществляется:

- ♦ давлением 4,0 МПа — от турбоагрегата ПТ-70-130/13 и от РОУ-140/40 (2 шт.);
- ♦ давлением 1,4 МПа — от турбоагрегата ПТ-135/165-130/15 и резервируется БРОУ-140/14;
- ♦ давлением 1,0 МПа — от турбоагрегата ПТ-70-130/13 и резервируется БРОУ-140/10;

Отпуск тепловой энергии с сетевой водой осуществляется по температурному графику 130/70 °С. Система теплоснабжения — закрытая.

В последние годы на ТЭЦ сложились два характерных режима работы — межотопительный и отопительный.

Межотопительный период:

- ♦ отпуск теплоты с редуцированным паром 4,0 МПа, мощность потока — 34,9 МВт (30 Гкал/ч);
- ♦ отпуск теплоты с редуцированным паром 1,4 МПа, мощность потока — 29,1 МВт (25 Гкал/ч);
- ♦ отпуск теплоты с паром 1,0 МПа, мощность потока — от 29,1 до 34,9 МВт (25–30 Гкал/ч);
- ♦ нагрузка теплофикационного отбора — 20–25 Гкал/ч (23,3–29,1 МВт).

Отопительный период:

- ♦ отпуск теплоты с редуцированным паром — 4,0 МПа, мощность потока — 52,3 МВт (45 Гкал/ч);
- ♦ отпуск теплоты с редуцированным паром — 1,4 МПа, мощность потока — 29,1 МВт (25 Гкал/ч);
- ♦ отпуск теплоты с паром — 1,0 МПа, мощность потока — от 75,6 до 81,4 МВт (65–70 Гкал/ч);

- ♦ нагрузка теплофикационного отбора — 90 Гкал/ч (104,7 МВт).

В межотопительный период работают турбоагрегат ПТ-70-130/13 с нагрузкой, близкой к тепловому графику 30–34 МВт, и два котлоагрегата с нагрузками на уровне технического минимума. Работа двух котлоагрегатов обусловлена требованием надёжного теплоснабжения нефтеперерабатывающего завода.

В отопительный период в работе находятся два котлоагрегата и турбоагрегат ПТ-135/165-130/15 с нагрузкой в диапазоне 75–100 МВт в соответствии с тепловым графиком. Турбоагрегат работает с закрытой поворотной диафрагмой нижнего теплофикационного отбора. В наиболее холодные периоды отопительного сезона дополнительно может включаться турбоагрегат ПТ-70-130/13.

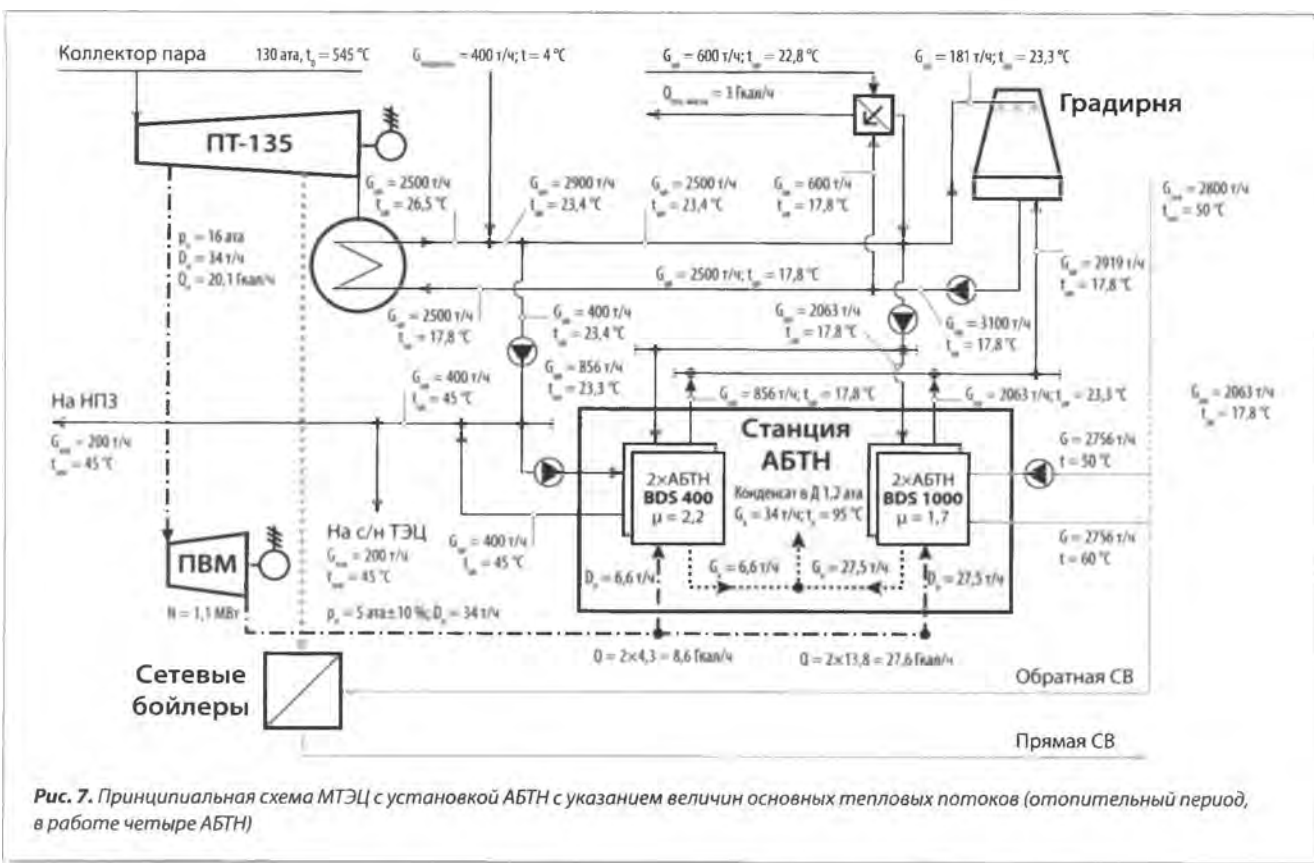
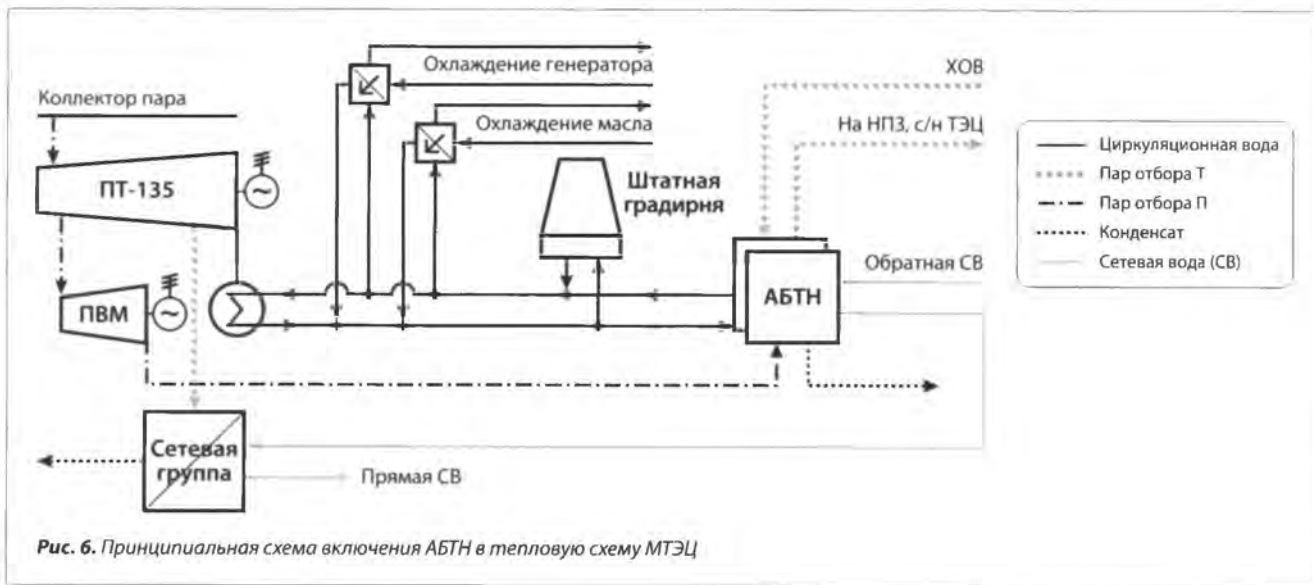
Основные показатели МТЭЦ приведены в табл. 1.

Табл. 1. Основные существующие энергетические показатели МТЭЦ

Наименование показателя	Размерность	Значение
Годовой отпуск электроэнергии	млрд. кВт·ч	1,28
Годовой отпуск тепловой энергии	млн. Гкал	0,464
Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	г/(кВт·ч)	156,5
Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	166,6
Годовой расход условного топлива	тыс. т	286
Денежные затраты на топливо за год	млн. USD	57,2
Поток рассеиваемой теплоты в окружающую среду	Гкал/ч	17,1

На МТЭЦ для блокирования рассеиваемой тепловой энергии предлагается в тепловую схему интегрировать:

- ♦ два АБТН, например, BDS 1000 китайской корпорации BROAD тепловой мощностью по 16 МВт (13,8 Гкал/ч) для нагрева сетевой воды. Тепловой коэффициент этих АБТН равен $\mu = 1,7$, и в этом случае 40 % теплоты, передаваемой сетевой воде, составляет утилизационный поток;
- ♦ два АБТН BDS 400 того же производителя тепловой мощностью 5 МВт (4,3 Гкал/ч) для нагрева химочищенной воды на собственные нужды ТЭЦ и нужды МНПЗ. Диапазон температур утилизируемого и нагреваемого потоков позволяет АБТН работать с отопительным коэффициентом $\mu = 2,2$, при котором теплота утилизации в полезном потоке составляет 55 %;



♦ одну паровинтовую машину (ПВМ) для уменьшения потерь эксергии при снижении давления пара, поступающего из промышленного отбора давлением 16 ата, до требуемых 5 ата для работы АБТН. Мощность генерируемого ПВМ потока — 1,1 МВт.

Принципиальная схема интеграции АБТН и соответствующего дополнительного оборудования в тепловую схему МТЭЦ приведена на рис. 6.

Основные результаты расчёта работы МТЭЦ после установки АБТН при условии того же отпуска тепловой энергии представлены на рис. 7 и в табл. 2.

Системный экономический эффект

В результате использования АБТН часовое рассеяние тепловой энергии в окружающей среде снижается до 1 Ккал, что связано с необходимостью сохранения рабочего состояния градирен, а основной поток тепло-

Табл. 2. Основные параметры рассматриваемого варианта

Наименование параметров	Размерность	Значение
Общая тепловая мощность АБТН BDS 1000 с $\mu = 1,7$	Гкал/ч	27,6
Общая тепловая мощность АБТН BDS 400 с $\mu = 2,2$	Гкал/ч	8,6
Общий расход пара на АБТН BDS 400	т/ч	6,6
Общий расход пара на АБТН BDS 1000	т/ч	27,5
Мощность ПВМ	МВт	1,1
Расход циркуляционной воды на АБТН BDS 400	м ³ /ч	856
Расход циркуляционной воды на АБТН BDS 1000	м ³ /ч	2063
Температура циркуляционной воды на входе в АБТН	°С	23,3
Температура циркуляционной воды на выходе из АБТН	°С	17,8
Расход сетевой воды, нагретой в АБТН BDS 1000	м ³ /ч	2756
Расход циркуляционной сетевой воды на с/н и НПЗ, нагретой в АБТН BDS 400	м ³ /ч	400
Поток энергии, рассеиваемой в градирне	Гкал/ч	1,0
Низкотемпературный поток утилизации теплоты циркуляционной воды	Гкал/ч	16,1
Недовыработка потока электроэнергии турбогенератором в связи с отпуском теплоты с помощью АБТН	МВт	10,4

ты охлаждения циркуляционной воды утилизируется при нагреве сетевой воды и химочищенной воды. В результате удельный расход условного топлива на МТЭЦ снижается на 27 г/(кВт·ч) при сохранении тепловой нагрузки без привлечения теплогенерирующих источников прямого сжигания топлива.

Вместе с тем снижение УРТ на ТЭЦ — это лишь одно из слагаемых системного экономического эффекта, который также зависит и от выбора замещающего источника, и от числа часов работы АБТН с номинальной мощностью. Именно в оценке этих слагаемых и в конечном итоге системного эффекта в целом возникают труднообъяснимые разночтения, что стало препятствием реализации проекта.

На основании анализа типового графика покрытия электропотребления ОЭС Беларуси в зимний рабочий день 2020 г. (рис. 5) можно сделать вывод, что АБТН будут востребованы в течение всего отопительного периода в течение полных суток, а не только в ночное время. В этом случае число часов работы с номинальной мощностью в первом приближении с учётом частичной загрузки в межотопительный период оказывается никак не меньше продолжительности отопительного периода и будет превышать 5 тыс. часов.

В части выбора замещающего источника ситуация представляется следующей. С пуском АЭС, и тем более с неизбежным переводом ТЭЦ на работу с надстройками газотурбинными установками (ГТУ), нагрузки для блоков ПГУ не будет хватать (её уже сегодня не хватает). Паровые турбоагрегаты Лукомльской ГРЭС (ЛГРЭС) как необходимые регуляторы будут работать на техническом минимуме, вытесняя

ПГУ. И снижение генерации на МТЭЦ не изменит распределения между источниками электроэнергии системы: по-прежнему турбоагрегаты ЛГРЭС целесообразно держать на техническом минимуме, а снижение генерации МТЭЦ будет обеспечивать увеличение загрузки ПГУ. Следовательно, в роли замещающего источника при оценке экономической эффективности рассматриваемой модернизации ТЭЦ надо принимать ПГУ, то есть в результате снижения генерации на ТЭЦ произойдет загрузка ПГУ (с УРТ 220 г/(кВт·ч)), а блоки ЛГРЭС (с УРТ 340 г/(кВт·ч)) будут работать на техническом минимуме. В этом случае получаем следующие показатели проекта модернизации:

- ♦ число часов работы в году с номинальной мощностью — 4,8 тыс. часов;
- ♦ годовое снижение расхода условного топлива на МТЭЦ — 16 тыс. т;
- ♦ годовое снижение расхода топлива на МНПЗ — 3,3 тыс. т.

Системные экономические показатели приведены на рис. 8 и в табл. 3. При этом рассматриваются несколько вариантов, отличающихся как выбором замещающего источника, так и увеличением либо сохранением отпуска теплоты с химочищенной водой на МТЭЦ.

Энергосберегающий потенциал аналогичных тепловых побочных потоков на всех ТЭЦ высоких начальных параметров укрупнённо можно оценить в 0,1 млн. т у.т. в год, а суммарное снижение мощности генерации электроэнергии для всех рассматриваемых ТЭЦ ОЭС страны оценивается до 45 МВт в межотопительный период и до 120 МВт —

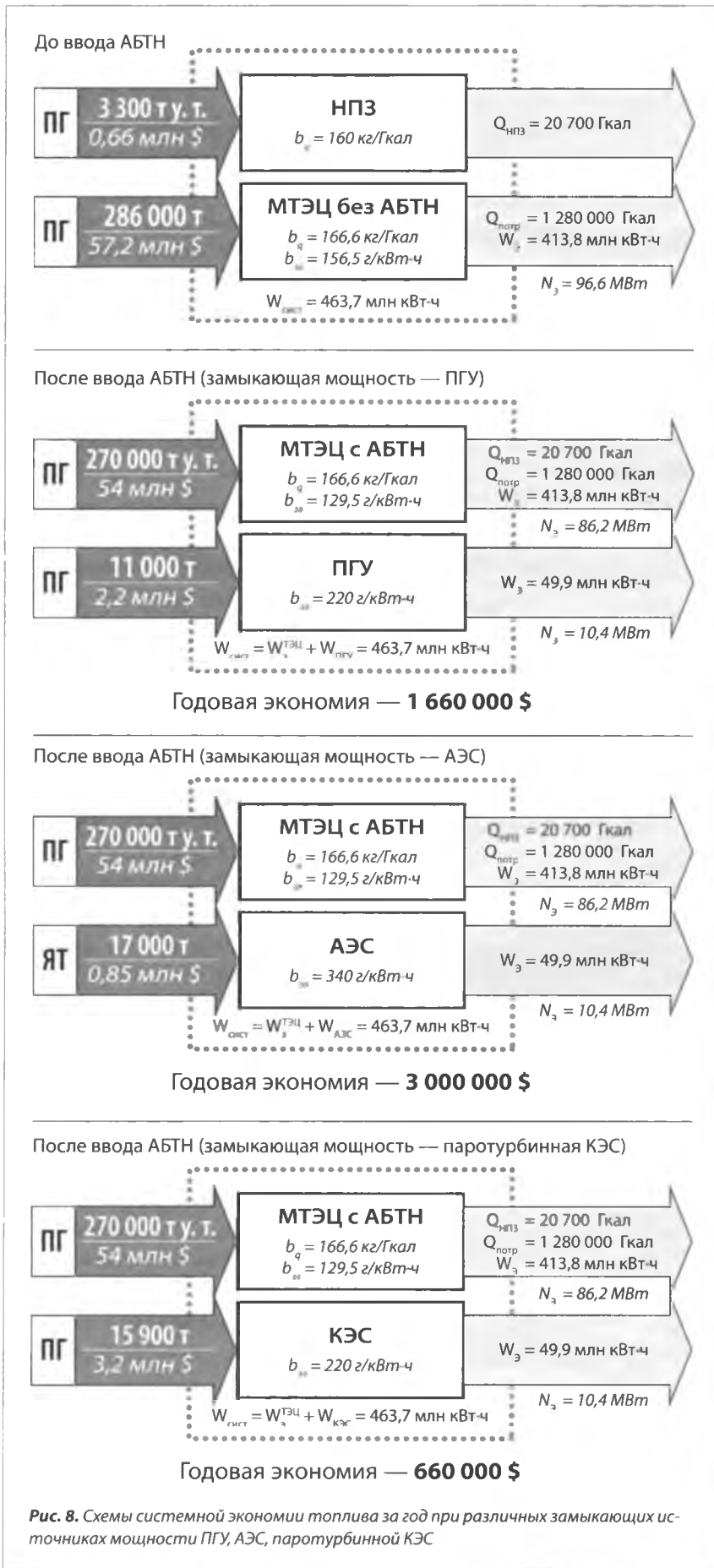


Рис. 8. Схемы системной экономии топлива за год при различных замыкающих источниках мощности ПГУ, АЭС, паротурбинной КЭС

в отопительный. Такое снижение генерации ТЭЦ не приводит к перерасходу топлива и важно для системы в части регулирования мощности в новых условиях перевода на квазипарогазовую технологию ТЭЦ и особенно с вводом АЭС.

На какой технической базе можно реализовать использование АБТН на ТЭЦ? Сегодня предлагаются надёжные, удобные в эксплуатации и достаточно дешёвые установки, получившие название чиллеров. Они выпускаются рядом известных производителей. Например, АБТН новосибирского Теплосибмаша уже 20 лет успешно работают в рассмотренном качестве на Новосибирской и Новоиркутской ТЭЦ. Или наиболее распространённые в мире и достаточно известные у нас АБТН китайской корпорации BROAD, применяемые на ТЭЦ Дании, Южной Кореи и других стран [12].

Выводы

1. Снижение генерации ТЭЦ при улучшении их энергетических показателей за счёт применения абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов облегчает в ОЭС страны регулирование мощности в соответствии с графиком нагрузок и обеспечивает увеличение загрузки высокоэкономичных блоков ПГУ. Системное годовое снижение потребности в природном газе при реализации проекта на ТЭЦ страны составляет 0,1 млн. т у.т. в год при выполнении прочих экономических требований, предъявляемых к проектам в настоящее время.

2. Предлагаемое техническое решение апробировано на ТЭЦ России (Новосибирск, Иркутск), Дании, Латвии, Южной Кореи и обеспечивает снижение потребления природного газа и требуемый экономический эффект, что

Табл. 3. Системная экономия топлива за год при различных замыкающих источниках

Характеристика	Варианты						
	Существ.	Без МНПЗ	С МНПЗ	Без МНПЗ	С МНПЗ	Без МНПЗ	С МНПЗ
Замыкающий источник		ПГУ	ПГУ	АЭС	АЭС	КЭС	КЭС
Вид сжигаемого топлива	ПГ	ПГ	ПГ	ЯТ*	ЯТ	ПГ	ПГ
Тариф на топливо, USD/m у.т.	200	200	200	50	50	200	200
УРТ на отпуск ЭЭ на замещающем источнике, г/(кВт·ч)	156,5	220	220	340	340	319	319
Электроэнергия							
Отпуск от МТЭЦ, млн. кВт·ч	463,7	410,1	413,8	410,1	413,8	410,1	413,8
Отпуск от замещающего источника, млн. кВт·ч	0,0	53,6	49,9	53,6	49,9	53,6	49,9
Суммарный отпуск ЭЭ от МТЭЦ и замещающего источника, млн. кВт·ч	463,7	463,7	463,7	463,7	463,7	463,7	463,7
Тепловая энергия							
Отпуск от МТЭЦ потребителям, тыс. Гкал	1280	1280	1280	1280	1280	1280	1280
Отпуск от МТЭЦ на МНПЗ, тыс. Гкал	0,0	0,0	20,7	0,0	20,7	0,0	20,7
Топливо							
Расход условного топлива на МТЭЦ, тыс. т	285,8	268,2	270,1	268,2	270,1	268,2	270,1
Расход условного топлива (ПГ на КЭС или ядерного на АЭС) на замыкающем источнике, тыс. т	0,0	11,8	11,0	18,2	17,0	17,1	15,9
Снижение расхода топлива на МНПЗ, тыс. т	–	–	3,3	–	3,3	–	3,3
Системная экономия (ПГ, тыс. т у.т.)/(валюта, млн. USD)	0,0	5,8/1,1	8,0/1,6	17,6/2,6	19,0/3,0	0,48/0,1	3,1/0,62

* ЯТ — ядерное топливо.

подтверждает правильность расчётов и выводов, полученных для Мозырской ТЭЦ.

3. В Беларуси, где потребление природного газа сильно влияет на экономическую ситуацию, а в энергосистеме складывается проблемная ситуация с регулированием мощности, внедрение на ТЭЦ абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов актуально. В качестве пилотного объекта для внедрения АБТН в Беларуси следует использовать Мозырскую ТЭЦ, для которой уже выполнена эскизная часть проекта.

□

Литература

1. Попырин, А. С. Эффективность технического перевооружения ТЭЦ на базе парогазовых установок / А. С. Попырин, М. Д. Дильман // Теплоэнергетика. — 2006. — № 2. — С. 34–39.
2. Гуртовцев, А. Л. Выравнивание графиков электрической нагрузки энергосистемы / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Энергетика и ТЭК. — 2008. — № 7/8. — С. 13–20.
3. Гуртовцев, А. Л. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Новости электроТехники. — 2008. — № 5(53). — С. 108–114.
4. Гуртовцев, А. Л. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Новости электротехники. — 2008. — № 6(54). — С. 48–50.
5. Короткевич, А. Баланс мощностей Белорусской энергосистемы и проблемы регулирования суточного графика нагрузок / А. Короткевич, О. Фоменко // Энергетика и ТЭК. — 2008. — № 4. — С. 12–15.

6. Поспелова, Т. Г. Стратегический потенциал ресурсо- и энергосбережения. Выравнивание национального графика нагрузки / Т. Г. Поспелова, Г. В. Кузьмич // Энергетика и ТЭК. — 2008. — № 7/8. — С. 21–25.

7. Забелло, Е. П. Косвенные методы управления электрическими нагрузками в Белорусской энергосистеме / Е. П. Забелло, А. И. Сульжиц, А. М. Сульжиц // Энергетика и ТЭК. — 2009. — № 4. — С. 22–26.

8. Забелло, Е. П. Косвенные методы управления электрическими нагрузками в Белорусской энергосистеме / Е. П. Забелло, А. И. Сульжиц, А. М. Сульжиц // Энергетика и ТЭК. — 2009. — № 5. — С. 16–18.

9. Ковалев, Д. В. Перспективные режимы работы генерирующего оборудования в составе белорусской энергосистемы после 2020 года / Д. В. Ковалев // Энергетическая стратегия. — 2013. — № 4(40). — С. 20–23.

10. Романюк, В. Н. Абсорбционные тепловые насосы в тепловой схеме ТЭЦ для повышения её энергетической эффективности / В. Н. Романюк, Д. Б. Муслина, А. А. Бобич, Н. А. Коломыцкая, Т. В. Бубырь, С. В. Мальков // Энергия и Менеджмент. — 2013. — № 1. — С. 14–19.

11. Трутаев, В. И. Электромобили как действенный регулятор суточного графика электрической нагрузки в энергосистеме / В. И. Трутаев, Ю. А. Гладчук // Энергия и Менеджмент. — 2014. — № 1. — С. 8–13.

12. Романюк, В. Н. К вопросу о развитии систем теплоснабжения в Беларуси. Взгляд в ближайшее будущее и обозримую перспективу / В. Н. Романюк, Б. М. Хрусталёв, Т. В. Бубырь // Энергия и Менеджмент. — 2014. — № 4–5. — С. 2–7.