

УДК 518.5

РАЗВИТИЕ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ТЭЦ В УСЛОВИЯХ ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ БЕЛАРУСИ

Докт. техн. наук, проф. РОМАНИУК В. Н., магистр техн. наук БОБИЧ А. А.

Белорусский национальный технический университет

E-mail: bobichsas@mail.ru

Рассмотрена специфика структуры мощностей Объединенной энергосистемы Беларуси в связи с происходящим их переводом на парогазовую технологию, строительством атомной электростанции и необходимостью регулировать мощность генерации в соответствии с графиком электропотребления. В результате изменяющейся структуры генерирующих мощностей и улучшений характеристик ТЭЦ, в частности общеизвестного увеличения удельной выработки на тепловом потреблении, при сохраняющейся структуре энергопотребления хозяйственного комплекса страны из работы вытесняются паротурбинные конденсационные блоки – традиционные регуляторы мощности для энергосистем, в которых доминируют тепловые электростанции. При этом обостряется проблема в обеспечении графика нагрузок, что имеет место в отношении Объединенной энергосистемы Беларуси. Одним из путей снижения остроты проблемы может быть уменьшение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении ТЭЦ при сохранении тепловых нагрузок и без передачи их на теплогенерирующие мощности прямого сжигания, т. е. без пережога топлива. Таким решением является интеграция в тепловую схему ТЭЦ абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов. С их помощью утилизируются низкотемпературные потоки теплоты охлаждения генератора, систем смазки и отвода теплоты конденсации минимального пропуска пара в конденсатор. В качестве конкретного примера выбрана одна из ТЭЦ, в условиях которой подобное использование указанных насосов приводит к уменьшению удельного расхода условного топлива на выработку киловатт-часа на 20–25 г и одновременному снижению мощностей генерации электроэнергии. Последние будут передаваться на другие генерирующие мощности, и от их выбора зависит экономическая целесообразность решения по установке абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов.

Ключевые слова: тепловые схемы ТЭЦ, Объединенная энергосистема Беларуси, мощность, тепловые насосы.

Ил. 10. Табл. 3. Библиогр.: 12 назв.

DEVELOPMENT OF THE CHP-THERMAL SCHEMES IN CONTEXTS OF THE CONSOLIDATED ENERGY SYSTEM OF BELARUS

ROMANIUK V. N., BOBICH A. A.

Belarusian National Technical University.

The paper deals with the structural specifics of the Belarus Consolidated Energy System capacities in view of their ongoing transfer to the combined-cycle technology, building the nuclear power plant and necessity for the generating capacity regulation in compliance with the load diagram. With the country's economic complex energy utilization pattern being preserved, the generating capacities are subject to restructuring and the CHP characteristics

undergo enhancement inter alia a well-known increase of the specific electricity production based on the heat consumption. Because of this the steam-turbine condensation units which are the traditional capacity regulators for the energy systems with heat power plants dominance are being pushed out of operation. In consequence of this complex of changes the issue of load diagram provision gains momentum which in evidence is relevant to the Consolidated Energy System of Belarus. One of the ways to alleviate acuteness of the problem could be the specific electric energy production cut on the CHP heat consumption with preserving the heat loads and without their handover to the heat generating capacities of direct combustion i.e. without fuel over-burning. The solution lies in integrating the absorption bromous-lithium heat pump units into the CHP thermal scheme. Through their agency low-temperature heat streams of the generator cooling, the lubrication and condensation heat-extraction of steam minimal passing to the condenser systems are utilized. As a case study the authors choose one of the CHPs in the conditions of which the corresponding employment of the said pumps leads to diminution of the fuel-equivalent specific flow-rate by 20–25 g for 1 kW·h production and conjoined electric energy generation capacity lowering. The latter will be handed over to other generating capacities, and the choice of them affects economic expediency of the absorption bromous-lithium heat pump-units installation decision.

Keywords: CHP thermal schemes, Consolidated energy system of Belarus, capacity, heat-pump units.

Fig. 10. Tab. 3. Ref.: 12 titles.

Введение. Значительную долю генерирующего оборудования в Объединенной энергосистеме (ОЭС) Беларуси представляют теплофикационные мощности рис. 1.

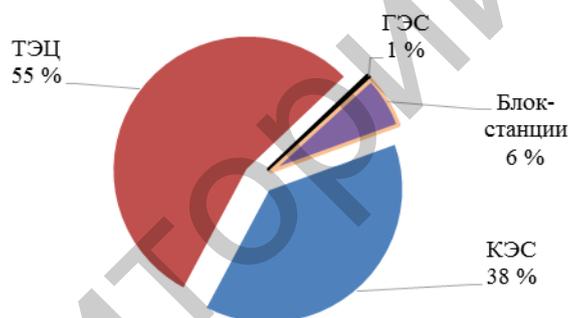


Рис. 1. Структура генерирующих мощностей ОЭС Беларуси на 2013 г.

Для энергосистемы с большой долей комбинированной выработки тепловой и электрической энергии особую актуальность приобретает проблема повышения эффективности работы существующих ТЭЦ, что достигается, в частности, переводом их на парогазовую технологию. Наибольший эффект от перехода к парогазовой технологии имеет место именно на ТЭЦ. Поэтому в первую очередь необходимо модернизировать ТЭЦ. 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 надежность электроснабжения потребителей энергосистемы за счет ликвидации дефицита ее мощности;
- обновить изношенное основное оборудование.

Значительная доля природного газа 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, требующих 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, 10]. В числе потенциально приемлемых решений следует рассмотреть применение абсорбционных бромистолитиевых тепловых насосов (АБТН) на ТЭЦ, при котором дополнительная нагрузка передается на другие генерирующие мощности. При этом тепловая нагрузка обеспечивается без привлечения теплогенерирующих источников прямого сжигания, а удельный расход топлива (УРТ) снижается на величину в 20–25 г/(кВт·ч).

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



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

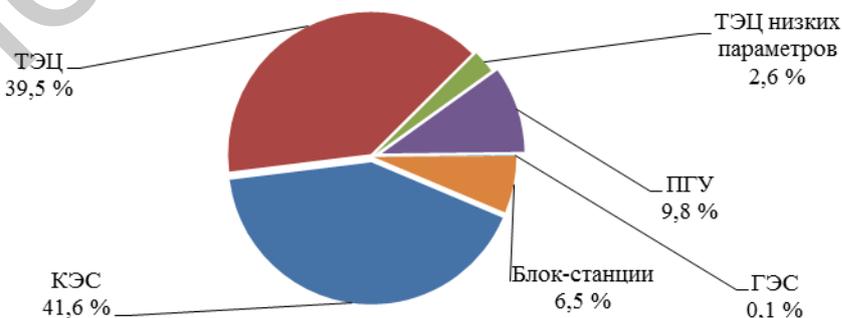


Рис. 3. Структура выработки электроэнергии электростанциями ОЭС Беларуси в 2010 г.

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 создает проблемы с регулированием мощности (рис. 4).

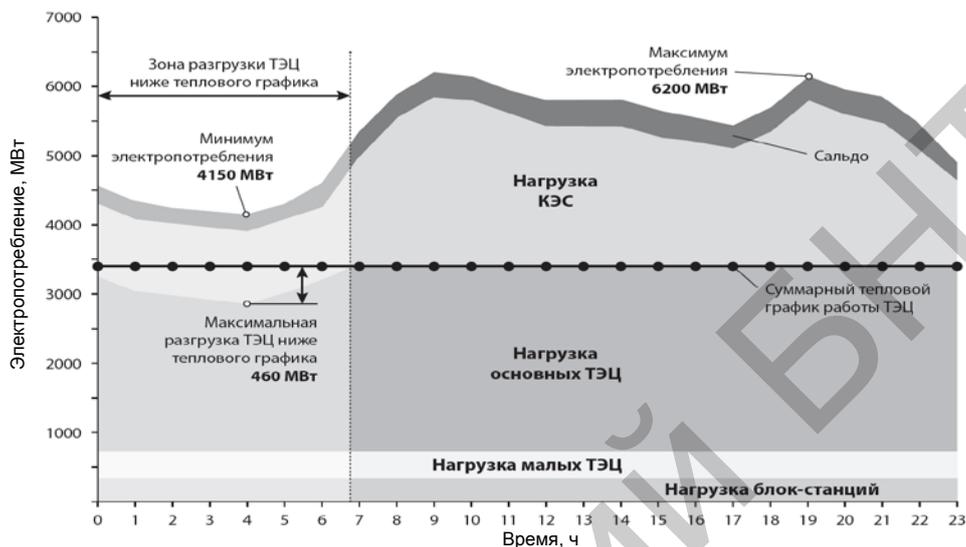


Рис. 4. Суточный график электропотребления в зимний день [9]

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 рис. 4, имеет место уже сейчас, а с вводом АЭС (рис. 5) ее масштаб несоизмеримо возрастает.

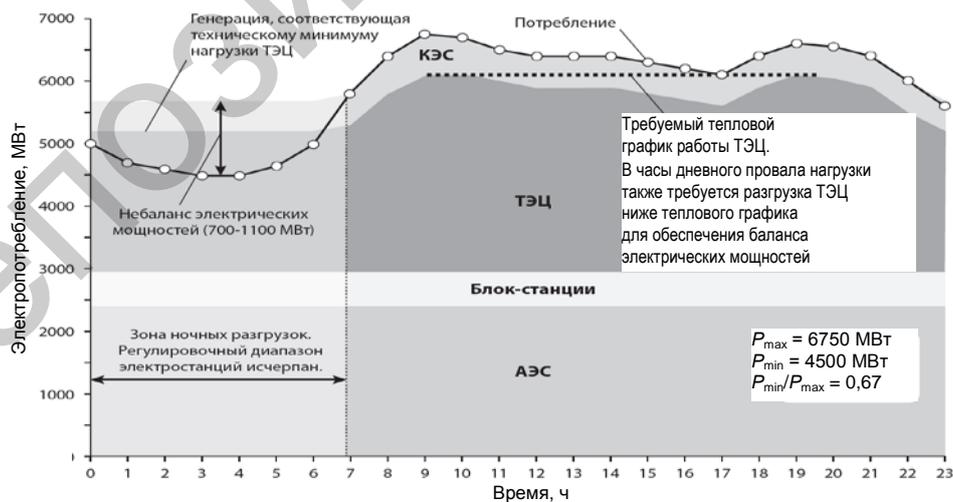


Рис. 5. Прогноз типового графика покрытия электропотребления ОЭС Беларуси в зимний рабочий день (2020 г.)

Из анализа графика на рис. 5 следует, что регулировочный диапазон электростанций будет исчерпан и в ночное время зимнего периода исчезнет возможность снижения 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 электроэнергии на тепловом потреблении без передачи тепловой нагрузки источникам прямого сжигания топлива, т. е. при сохранении или, еще лучше, снижении УРТ на выработку основной продукции ТЭЦ: потоков тепловой и электрической энергии.

Развитие тепловой схемы ТЭЦ. ТЭЦ с высокими начальными параметрами доминируют в системе ТЭЦ ОЭС страны (рис. 1–3). И в этой связи речь идет о крупных ТЭЦ. Одной из объективных особенностей большинства ТЭЦ является наличие низкотемпературных тепловых потоков, связанных с охлаждением генератора, систем смазки и, главным образом, отводом теплоты от конденсатора. Данные тепловые потоки сбрасываются в окружающую среду, поскольку их температура низка: на уровне 20–30 °С. Использование таких тепловых потоков на ТЭЦ с помощью АБТН рассматривается в [11], где приводятся результаты предварительной технико-экономической оценки установки АБТН за паровым турбоагрегатом ПТ-60, работающим в связке с паровыми котлами БКЗ-210, для утилизации перечисленных тепловых низкотемпературных потоков.

Некоторые характеристики основного оборудования:

- котлоагрегат БКЗ-210 номинальной производительностью 210 т/ч пара (14 МПа и 550 °С), минимальная производительность – 80 т/ч;
- турбоагрегат ПТ-60, работающий с параметрами свежего пара 13 МПа и 540 °С. Номинальный (минимальный) расход пара в голову турбины – 387 (160) т/ч, номинальный (минимальный) расход пара в П-отбор – 140 (0) т/ч, номинальный (минимальный) расход пара в Т-отбор – 115 (0) т/ч, минимальный расход пара в конденсатор с учетом уплотненной диафрагмы – 12 т/ч.

ТЭЦ работает в двух основных режимах: отопительного и межотопительного периодов.

Межотопительный период:

- отпуск тепловой энергии промышленным потребителям с паром 1,3 МПа – 60 т/ч;
- отпуск тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения (ГВС) – 20 Гкал/ч;
- подпитка теплосети – 12 т/ч.

Отопительный период:

- отпуск тепловой энергии промышленным потребителям с паром 1,3 МПа – 60 т/ч;
- отпуск тепловой энергии на нужды ГВС и отопления – 80 Гкал/ч;
- подпитка теплосети – 49 т/ч.

В межотопительный период из-за отсутствия тепловых нагрузок ТЭЦ работает в неэкономичном конденсационном режиме. Рассмотрим работу ТЭЦ в отопительный период. Для блокирования рассеиваемой тепловой

энергии в окружающую среду с циркуляционной водой предлагается в тепловую схему интегрировать:

- один АБТН, например BDS 1000 корпорации BROAD, тепловой мощностью 14,4 МВт (12,4 Гкал/ч) для нагрева сетевой воды. Тепловой коэффициент АБТН $\mu = 1,7$, и в этом случае 40 % теплоты, передаваемой сетевой воде, составляет утилизационный поток;

- один АБТН BDS 75 тепловой мощностью 1,16 МВт (1,0 Гкал/ч) для нагрева химочищенной воды на собственные нужды ТЭЦ. 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 14 ата, до требуемых 5 ата для работы АБТН. Мощность генерируемого ПВМ потока – 0,25 МВт. Принципиальная схема интеграции АБТН в тепловую схему ТЭЦ соответствующего дополнительного основного оборудования показана на рис. 6.

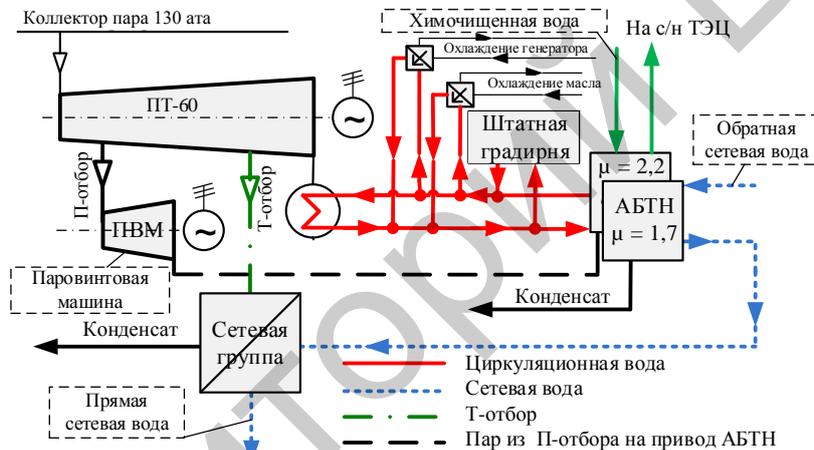


Рис. 6. Принципиальная схема включения АБТН в тепловую схему ТЭЦ

Энергетические показатели ТЭЦ в существующем варианте и варианте с АБТН приведены в табл. 1.

Таблица 1

Энергетические показатели ТЭЦ за отопительный период

Наименование показателя	Значение		Размерность
Отпуск электроэнергии	246,6	223,8	млн кВт·ч
Отпуск тепловой энергии	560,0	560,0	тыс. Гкал
Удельный расход условного топлива на отпуск:			
электроэнергии	172,3	146,7	г/(кВт·ч)
тепловой энергии	165,0		кг/Гкал
Расход условного топлива	134,8	125,2	тыс. т
Поток рассеиваемой теплоты в ОС	7,6	1,0	Гкал/ч
КПД электрический	55,2	60,8	%
КПД электрический абсолютный	22,5	22,0	%
КПИ топлива	81,8	85,8	%
Удельная выработка электроэнергии	441,0	400,0	кВт·ч/Гкал

Из анализа табл. 1 следует, что при установке АБТН электрический КПД ТЭЦ увеличивается с 55,2 до 60,8 %, а коэффициент использования топлива растет с 81,8 до 85,8 %. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении уменьшается, что способствует регулированию графика электрической нагрузки ОЭС Беларуси.

Основные результаты расчета работы ТЭЦ после установки АБТН при условии того же отпуска тепловой энергии приведены в табл. 2 и на рис. 7.

Таблица 2

Основные параметры рассматриваемых вариантов

Наименование параметра	Размерность	Значение
Тепловая мощность АБТН BDS 1000 с $\mu = 1,7$	Гкал/ч	12,4
Тепловая мощность АБТН BDS 75 с $\mu = 2,2$	Гкал/ч	1,0
Расход пара на АБТН BDS 75	т/ч	0,8
Общий расход пара на АБТН BDS 1000	т/ч	12,1
Мощность ПВМ	МВт	0,25
Расход циркуляционной воды на АБТН BDS 75	м ³ /ч	109,0
Расход циркуляционной воды на АБТН BDS 1000	м ³ /ч	1160,0
Температура циркуляционной воды на входе в АБТН	°С	22,2
Температура циркуляционной воды на выходе из АБТН	°С	17,8
Расход сетевой воды, нагретой в АБТН BDS 1000	м ³ /ч	1244,0
Расход химочищенной воды на собственные нужды, нагретой в АБТН BDS 75	м ³ /ч	49,0
Поток энергии, рассеиваемой в градирне	Гкал/ч	1,0
Низкотемпературный поток утилизации теплоты циркуляционной воды	Гкал/ч	6,6
Снижение мощности потока электроэнергии от турбогенератора в связи с утилизацией теплоты с помощью АБТН	МВт	4,8

В результате предложенного решения часовое рассеяние тепловой энергии в окружающей среде снижается до 1 Гкал, что связано с сохранением рабочего состояния градирен, а основной поток теплоты охлаждения циркуляционной воды утилизируется при нагреве сетевой и химочищенной воды. При этом удельный расход условного топлива на ТЭЦ при работе в данном режиме снижается на ≈ 26 г/(кВт·ч) при сохранении тепловой нагрузки без привлечения теплогенерирующих источников прямого сжигания топлива. Однако вопрос экономии связан с системным эффектом, который зависит от выбора замещающего источника и числа часов работы АБТН с номинальной мощностью. И вот тут возникают труднообъяснимые разночтения ситуации, препятствующие реализации проекта.

По мнению авторов статьи, из рассмотрения данных типового графика покрытия электропотребления ОЭС Беларуси в зимний рабочий день 2020 г. [2] (рис. 4) АБТН будут востребованы в течение всего отопительного периода, а не только в ночное время, т. е. в течение полных суток. В этом случае число часов работы с номинальной мощностью в первом приближении, с учетом частичной загрузки в межотопительный период, оказывается никак не меньше продолжительности отопительного периода и составит не менее 4,8 тыс. ч.

В части выбора замещающего источника ситуация представляется следующей. С пуском АЭС и тем более с неизбежным переводом ТЭЦ на работу с надстройками ГТУ нагрузки для блоков ПГУ не будет хватать (ее уже сегодня не хватает). Паровые турбоагрегаты Лукомльской ГРЭС, как необходимые регуляторы, будут работать на техническом минимуме, вытесняя ПГУ. И передача генерации от ТЭЦ не изменит распределения между источниками отпуска электроэнергии: по-прежнему турбоагрегаты ЛГРЭС целесообразно держать на техническом минимуме, а ПГУ остаются недогруженными. В этом случае дополнительную генерацию целесообразно передать на ПГУ, которую и надо принимать в роли замещающего источника при оценке экономической эффективности рассматриваемой модернизации ТЭЦ. То есть за счет снижения генерации на ТЭЦ произойдет загрузка ПГУ (УРТ – 220 г/кВт·ч), а блоки Лумомльской ГРЭС (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.;
- годовое снижение расхода условного топлива на ТЭЦ – 9,6 тыс. т.

Системные и экономические показатели приведены в табл. 3 и на поясняющих схемах рис. 8–10. При этом рассматриваются несколько вариантов, отличающихся выбором замещающего источника при сохранении отпуска теплоты от ТЭЦ.

Таблица 3

Системная экономия топлива

Характеристика	Существующий вариант	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
		Замещающий источник		
Замещающий источник		ПГУ	АЭС	КЭС
Вид сжигаемого топлива	ПГ	ПГ	Ядерное	ПГ
Тариф на ПГ, дол./т у. т.	200	200	50	200
УРТ на отпуск электроэнергии на замещающем источнике, г/(кВт·ч)		240	340	319
Электроэнергия				
Отпуск электроэнергии от ТЭЦ, млн кВт·ч /год	246,6	223,8		
Отпуск электроэнергии от замещающего ТЭЦ источника, млн кВт·ч	0	22,8		
Суммарный отпуск электроэнергии от ТЭЦ и замещающего источника, млн кВт·ч	246,6			
Тепловая энергия				
Отпуск тепловой энергии от ТЭЦ потребителям, тыс. Гкал	560			
Топливо				
Расход условного топлива на ТЭЦ, тыс. т	134,8	125,2		
Расход условного топлива (природный газ на КЭС или ядерное топливо на АЭС) на замыкающем источнике, тыс. т	0	5,0	7,8	7,3
Системная экономия (ПГ в у. т., тыс. т)/(валюты, млн дол.)	0,0	4,6/1,0	1,8/1,6	2,3/0,55

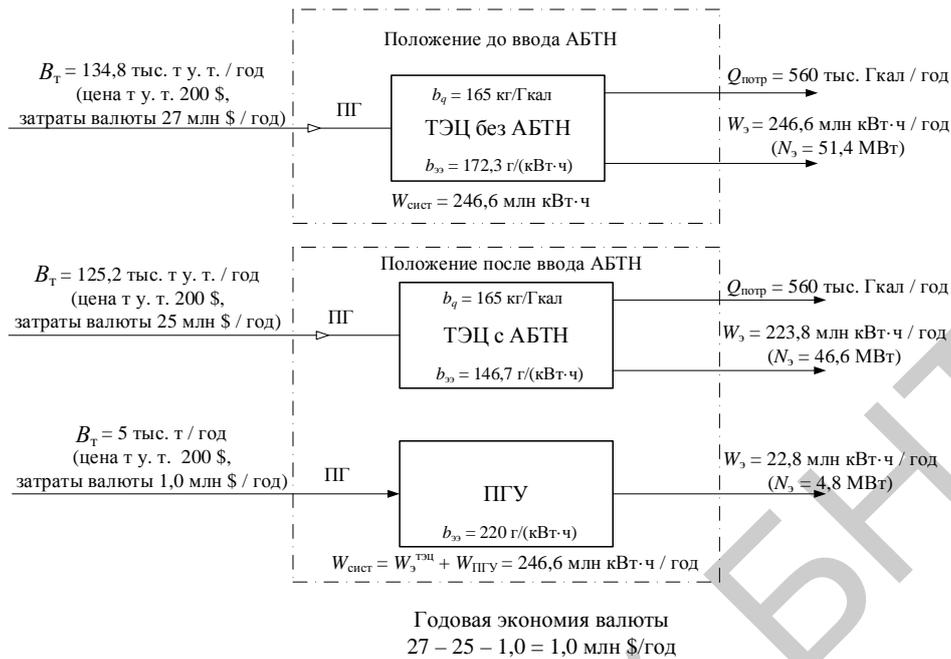


Рис. 8. Схема пояснения ситуации при использовании в роли замещающей мощности ПГУ

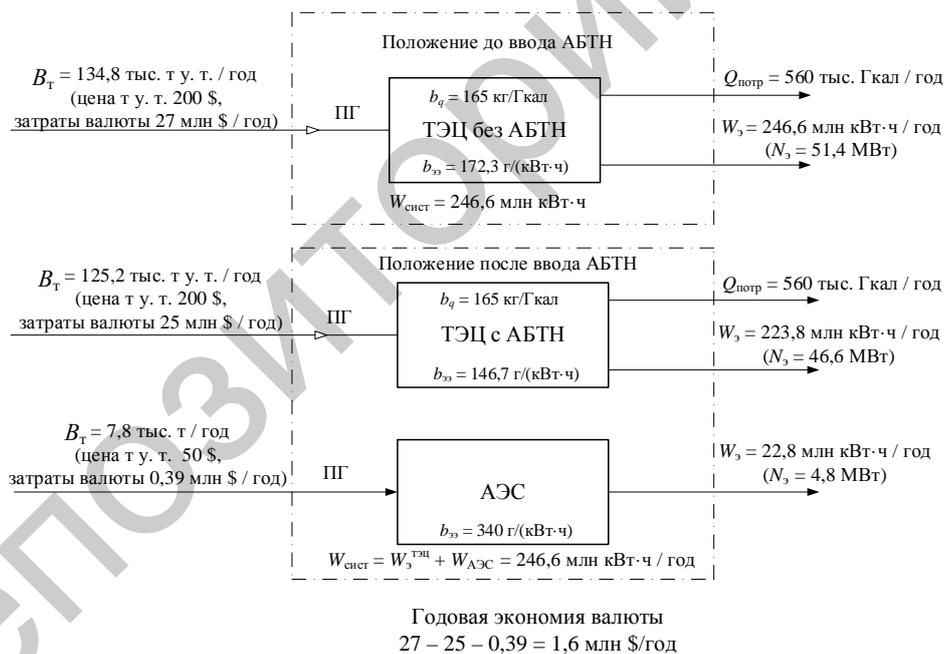


Рис. 9. Схема пояснения ситуации при использовании в роли замещающей мощности АЭС

Энергетическая база. Энергосберегающий потенциал рассмотренных тепловых побочных потоков ТЭЦ можно распространить на ТЭЦ высоких начальных параметров и укрупненно оценить 0,1 млн т у. т. в год. Интегральное снижение мощности генерации электроэнергии для всех указан-

ных ТЭЦ ОЭС страны оценивается до 45 МВт в межотопительный период и до 120 МВт – в отопительный. Данное 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.

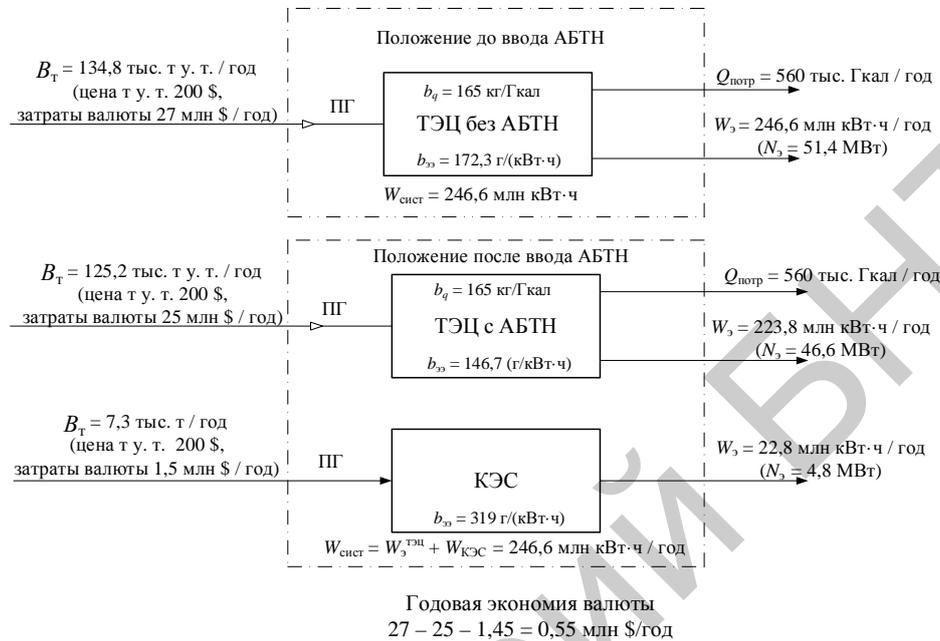


Рис. 10. Схема пояснения ситуации при использовании в роли замещающей мощности паротурбинной КЭС

Сегодня предлагаются надежные и удобные в эксплуатации АБТН, достаточно дешевые, получившие название чиллеров. Такие насосы выпускаются рядом мировых брендов: новосибирским производителем «Теплосибмаш», АБТН которого уже 20 лет успешно работает на Новосибирской и Ново-Иркутской ТЭЦ, китайской корпорацией BROAD (насосы используются на ТЭЦ Дании, Республики Корея и др.) [12]. Период эксплуатации АБТН достаточен и составляет 20 лет, в ходе которых не нужны расходные материалы. Дополнительной нагрузки на экологию не создается. Типоразмерный ряд охватывает диапазон от десятков киловатт до десятков мегаватт, что достаточно для решения обозначенной задачи. Утилизируют АБТН тепловые потоки в диапазоне температур от 12 до 50 °С. Приводом для насосов служит дешевая тепловая энергия. Возможные теплоносители: пар, дымовые газы, горячая вода, наконец топливо. АБТН нагревают сетевую воду до 85 °С. Соотношение потоков, определяющих баланс энергии насосов, определяется энергетическим КПД (отопительным коэффициентом, коэффициентом преобразования) АБТН и сегодня составляет: поток утилизируемый низкотемпературный – 40 %, затраты энергии теплогенерирующего источника – 60 %, поток теплоты сетевой воды – 100 %. Грамотные решения проектировщиков могут обеспечить работу АБТН с более высоким значением коэффициента преобразования и снизить затраты энергии теплогенерирующего источника до 55 %. В случае широ-

кого использования АБТН это соотношение будет несколько улучшено не только за счет подбора параметров теплоносителей, но и за счет изменения изготовителями характеристик теплопередающих пучков теплообменников АБТН.

ВЫВОДЫ

1. Снижение генерации ТЭЦ при улучшении их энергетических показателей за счет применения абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов облегчает в Объединенной энергосистеме 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 подтверждает правильность расчетов и выводов, полученных для ТЭЦ.

3. В Беларуси, где потребление природного газа сильно влияет на экономическую ситуацию, а в энергосистеме появляется проблема с регулированием мощности, внедрение на ТЭЦ абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов актуально.

ЛИТЕРАТУРА

1. Попырин, Л. С. Эффективность технического перевооружения ТЭЦ на базе парогазовых установок / Л. 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). – Ч. 1. – С. 108–114.

4. Гуртовцев, А. Л. Электрическая нагрузка энергосистемы. Выравнивание графика / А. Л. Гуртовцев, Е. П. Забелло // Новости ЭлектроТехники. – 2008. – № 6 (54). – Ч. 2. – С. 48–50.

5. 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. – Ч. 1. – С. 22–26.

6. 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. – Ч. 2. – С. 16–18.

7. Короткевич, А. Баланс мощностей Белорусской энергосистемы и проблемы регулирования суточного графика нагрузок / А. Короткевич, О. Фоменко // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 4. – С. 12–15.

8. 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.

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

10. Т р у т а е в, 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.

11. А б с о р б ц и о н н ы е тепловые насосы в тепловой схеме ТЭЦ для повышения ее энергетической эффективности / В. Н. Романюк [и др.] // Энергия и Менеджмент. – 2013. – № 1. – С. 14–19.

12. Х р у с т а л е в, Б. М. К вопросу о развитии систем теплоснабжения в Беларуси. Взгляд в ближайшее будущее и обозримую перспективу / Б. М. Хрусталеv, В. Н. Романюк, Т. В. Бубырь // Энергия и Менеджмент. – 2014. – № 4–5. – С. 2–7.

REFERENCES

1. P o r y r i n, L. S., & Dil'man, M. D. (2006) The Effectiveness of the CHP Technical Reequipment Based on the Combined Gas Turbines. *Teploenergetika* [Heat Engineering], 2, 34–39 (in Russian).

2. G u r t o v t s e v, A. L., & Zabello, Ye. P. (2008) Energy System Loading. Graph Alignment. *Energetika i TEK* [Energetika and TEK], 7/8, 13–20 (in Russian).

3. G u r t o v t s e v, A. L., & Zabello, Ye. P. (2008) Energy System Loading. Graph Alignment. *Novosti ElektroTehniky* [Electrical Technology News], Part 1, 5 (53), 108–114 (in Russian).

4. G u r t o v t s e v, A. L., Zabello, Ye. P. (2008) Energy System Loading. Graph Alignment. *Novosti ElektroTehniky* [Electrical Technology News], Part 2, 6 (54), 48–50 (in Russian).

5. Z a b e l l o, Ye. P., Sul'zhits, A. I., & Sul'zhits, A. M. (2009) Indirect Methods of the Electrical Load Regulating in the Belarusian Energy System. *Energetika i TEK* [Energetika and TEK], 4, 22–26 (in Russian).

6. Z a b e l l o, Ye. P., Sul'zhits, A. I., & Sul'zhits, A. M. (2009) Indirect Methods of the Electrical Load Regulating in the Belarusian Energy System. *Energetika i TEK* [Energetika and TEK], 5, 16–18 (in Russian).

7. K o r o t k e v i c h, A., & Fomenko, O. (2008) Power Balance of the Belarusian Energy System and Issues of the Daily Load Graph Regulating. *Energetika i TEK* [Energetika and TEK], 4, 12–15 (in Russian).

8. P o s p e l o v a, T. G., & Kuzmich, G. V. (2008) Strategic Potential of the Resource and Energy Saving. Aligning the National Electrical Load Graph. *Energetika i TEK* [Energetika and TEK], 7/8, 21–25 (in Russian).

9. K o v a l e v, D. V. (2013) Perspective Running Regimes for the Generating Facilities as Part of the Belarusian Energy System after 2020. *Energeticheskaia Strategia* [Energy Strategy], 4 (40), 20–23 (in Russian).

10. Т р у т а е в, В. И., & Gladchuk, Yu. A. (2014) Electric Automobiles as an Effectual Regulator of the Daily Electrical Load Graph in the Electric Power System. *Energiia i Menedzhment* [Energy and Management], 1, 8–13 (in Russian).

11. R o m a n i u k, V. N., Muslina, D. B., Bobich, A. A., Kolomytskaia, N. A., Bubyr', T. V., & Mal'kov, S. V. (2013) The Absorption Heat Pumps in the CHP Thermal Scheme for its Energy Efficiency Increase. *Energiia i Menedzhment* [Energy and Management], 1, 14–19 (in Russian).

12. К х р у с т а л ь е в, В. М., Romaniuk, V. N., & Bubyr', T. V. (2014) On the Issue of Heat Supply Systems Development in Belarus. An Outlook in the Immediate Future and in the Visible Perspective. *Energiia i Menedzhment* [Energy and Management], 4–5, 2–7 (in Russian).

Представлена кафедрой ПТ и ТТ

Поступила 25.03.2015