

М.П. Малашенко,
заместитель Председателя Госстандарта –
директор Департамента
по энергоэффективности

А.А. Сеньюков,
начальник отдела
энергетического надзора
и нормирования

В.Н. Романюк,
проф., д.т.н.

А.А. Бобич,
старший преподаватель

Белорусский национальный технический университет

Департамент по энергоэффективности

ДИВЕРСИФИКАЦИЯ ВОЗМОЖНЫХ РЕШЕНИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В УСЛОВИЯХ ВВОДА В СТРОЙ БЕЛОРУССКОЙ АЭС

Введение

Для энергосистемы Беларуси ситуация с обеспечением требований качества электроэнергии и надежной эксплуатации оборудования сегодня остра как никогда, поскольку ввод в строй двух блоков Белорусской АЭС единичной электрической мощностью 1,2 ГВт, создает проблемы в решении указанных задач, так как в сложившейся структуре генерирующих мощностей доминируют тепловые электростанции (ТЭС) с единичной электрической мощностью 0,427 ГВт для самого крупного источника в энергосистеме в настоящее время.

Структуры генерации тепловой и электрической энергии на паротурбинных теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) энергосистемы и потребления хозяйственным комплексом страны, связанным с источниками энергосистемы, всегда не соответствовали друг другу: в прошлом имел место дефицит электроэнергии, отпускаемой от ТЭЦ даже в отопительный период. Для ликвидации указанного несоответствия были востребованы конденсационные тепловые электростанции (КЭС), которые одновременно и являлись регуляторами частоты, и обеспечивали величину вращающегося резерва мощности.

Изменившиеся условия на энергетических рынках обуславливают необходимость внедрения

новых современных технологий для производства тепловой и электрической энергии на базе парогазовых установок (ПГУ), которые, согласно исследованиям Российской академии наук (РАН), дают наибольший энергосберегающий эффект при реализации их на ТЭЦ [1]. С внедрением ПГУ на ТЭЦ структура генерации тепловой и электрической энергии изменяется так, что доля генерируемой электроэнергии увеличивается от 2 до 4 раз, что приводит к изменению структуры генерирующих мощностей. При этом могут возникать избытки электроэнергии, как, например, прогнозируется в России [2].

В энергосистеме Беларуси в результате ввода в строй АЭС вытесняются из генерации КЭС и возникают трудности обеспечения регулирования частоты и вращающегося резерва мощности, которые обостряются до крайности [3–8]. Последняя за-

дача может и должна решаться, с одной стороны, изменением генерации в соответствии с графиком потребления электроэнергии, с другой стороны, воздействием непосредственно на потребителей электроэнергии, обеспечивающим требуемое изменение графика электропотребления. Ни действующие предприятия, ни население не смогут изменить сложившуюся структуру энергопотребления без увеличения затрат и ухудшения и без того непростого финансового положения, что неприемлемо из-за безусловной потери конкурентоспособности продукции предприятий и ухудшения социальной обстановки в стране, что обусловлено объективным соотношением тарифов на природный газ, тепловую энергию и электроэнергию, рисунок 1.

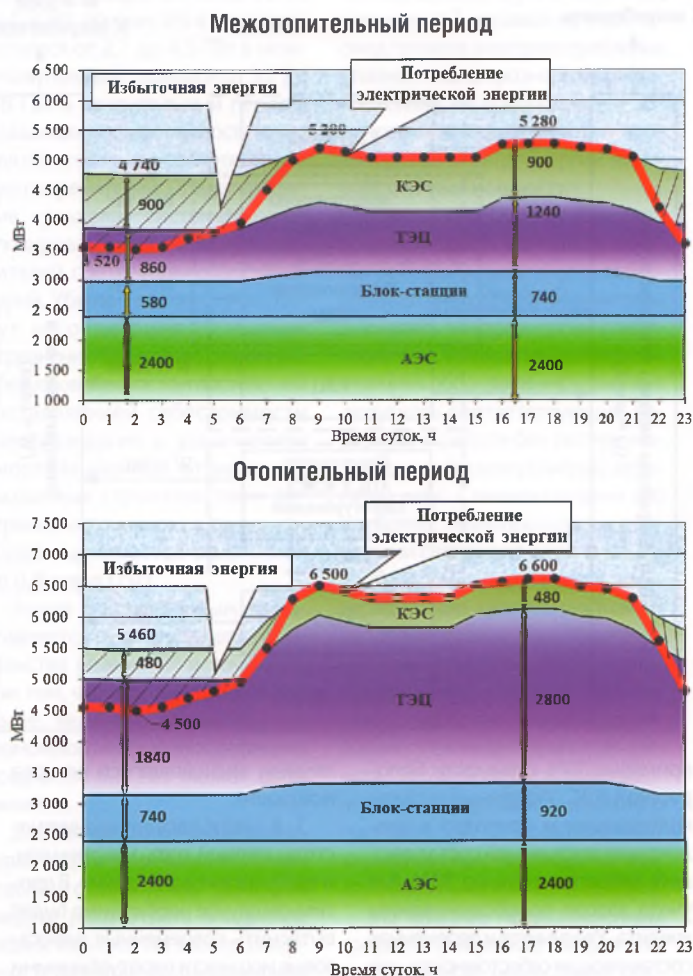
Искусственное изменение соотношения тарифов для отдельных групп потребителей, приведенное на рисунке 1, означает

дополнительную нагрузку на бюджет. В этом контексте, более перспективно использовать успешный опыт Норвегии по переводу автомобилей на электроэнергию, что в отношении нашей страны рассмотрено в работе [10]. Изменить промышленное производство в интересах изменения структуры энергопотребления чрезвычайно сложно, поскольку оно связано с выпуском иной продукции, при том что собственный внутренний рынок мал, а внешние рынки поделены, на них жесткая конкуренция и преодолеть ее весьма проблематично. В этой связи нет привлекательности для инвестиций, а собственных средств, необходимых для переориентации производства, попросту нет. Вместе с тем, трансформация структуры промышленного производства неизбежна, однако темпы изменений объективно не могут решить задачу по изменению структуры энергопотребления в тре-

Рис. 1. Соотношение тарифов на различные энергоресурсы [9]



Рис. 2. Сценарий развития ситуации в энергосистеме Беларуси после 2020 г. [14]



буемые сроки. В этом контексте очевидно, что непосредственно в энергетике требуются мероприятия, которые обеспечивают решение не только задач, связанных с обозначенными проблемами, но и задачи снижения остроты проблемы инвестиций, возникающей в ходе реализации мероприятий, а также не менее актуальной перманентной для энергетиков задачи дальнейшего снижения потребления природного газа. С вводом в строй АЭС доля природного газа в приходной части электроэнергетики страны уменьшится с 97% до 57%, но его доминирование в качестве топлива сохранится [9]. В то же время, в соответствии с индикатором энергетической безопасности в приходной части энергобаланса подобных систем требуется снижение доли природного газа до величины не более 50% [11, 12].

Состояние вопроса и актуальные задачи

По данным Национального статистического комитета Республики Беларусь, с 2012 г. отмечался устойчивый тренд снижения потребления первичных энергоресурсов: оно уменьшилось на 20%, что обусловлено, с одной стороны, падением темпов роста производства, с другой – проводимой политикой энергосбережения.

В отношении производства электроэнергии ситуация усугубляется снижением доли ее генерации на ТЭС энергосистемы, составляющей в настоящее время 90% от величины общего потребления электроэнергии в стране. Установленная электрическая мощность энергосистемы Беларуси составляет в настоящее время порядка 9,1 ГВт, мощность всех электрогенерирующих источников Беларуси – 10,1 ГВт [13]. На

когенерационных источниках промышленных предприятий и иных субъектов хозяйствования Беларуси генерируется порядка 9,5% электроэнергии, а установленные мощности источников, не принадлежащих энергосистеме, превысили 1,0 ГВт [13].

Несоответствие мощностей структуре производства электроэнергии двух основных групп источников связано с тем, что исключительно за счет источников ГПО «Белэнерго» достигается и требуемое качество электроэнергии регулированием частоты, и надежность электроснабжения страны за счет величины вращающегося резерва мощности. В этом важнейшем аспекте электрообеспечения страны прогнозируемая после 2020 г. ситуация в энергосистеме чрезвычайно, и ее наиболее ярко иллюстрируют графики потребления электроэнергии и их возможное обеспечение за рабочие сутки в характерные периоды, рисунок 2. В прогнозируемой ситуации на рисунке 2 очевидна острота

проблем обеспечения и регулирования частоты, и величины вращающегося резерва мощности с вводом в эксплуатацию Белорусской АЭС. Традиционные генерирующие источники, которые обеспечивают и регулирование частоты и величину вращающегося резерва мощности, будут вытеснены из генерации, и используемая до настоящего времени система решения указанных задач потребует изменений и других подходов.

На рисунках 3, 4 показаны существующие типовые графики электропотребления в отопительный и межотопительный период и принципиальная схема состава энергогенерирующих источников энергосистемы, участвующих в энергообеспечении потребителей хозяйственного комплекса страны.

С вводом Белорусской АЭС наиболее удобным и простым с точки зрения технической реализации и эксплуатации, маневренности и проч., но чрезмерным для страны в контексте финан-

Рис. 3. Типовой график покрытия электропотребления в Беларуси в 2017 г. [14]

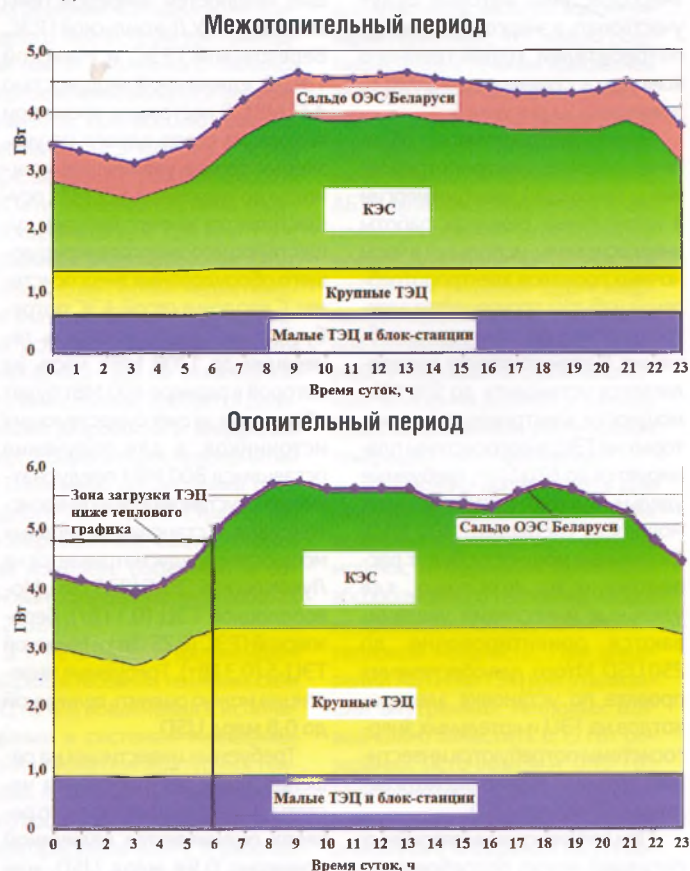
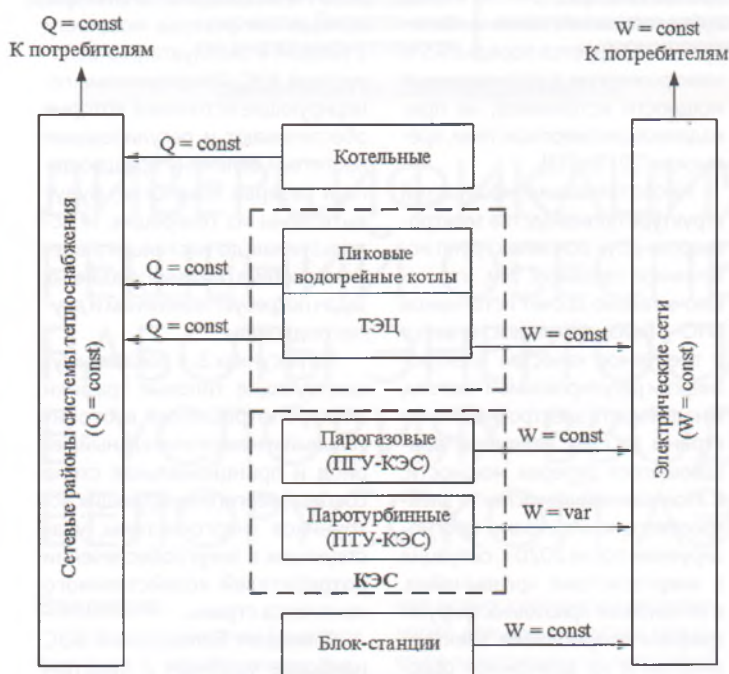


Рис. 4. Принципиальная схема состава энергогенерирующих источников Беларуси



совых затрат является вариант использования электродкотлов [15, 16] и резервных электрогенерирующих источников. Принципиальная схема возможного состава энергогенерирующих источников энергосистемы, которые будут участвовать в энергообеспечении потребителей хозяйственного комплекса страны после 2020 г., приведена на рисунке 5.

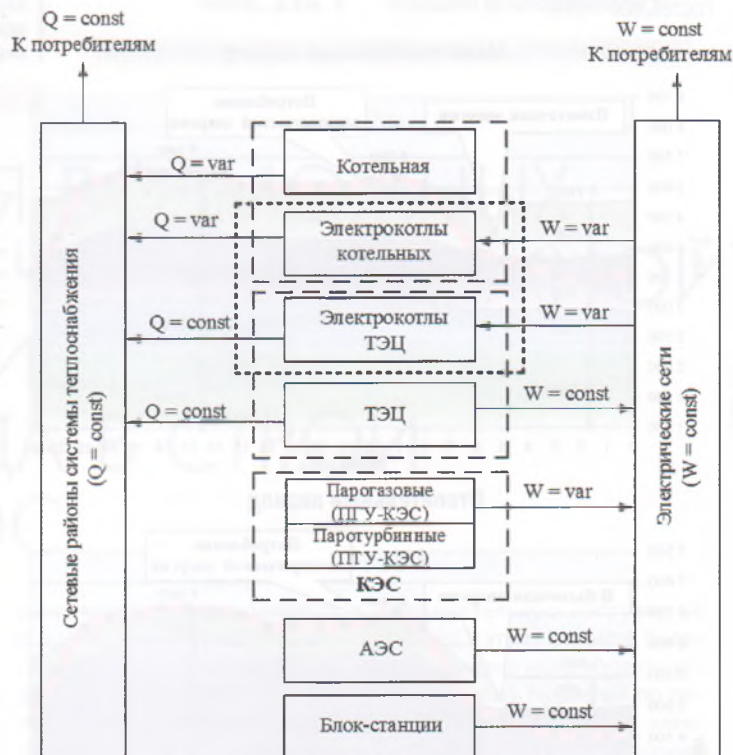
Электродкотлы позволят обеспечить баланс электропотребления и генерации электроэнергии в нормальных режимах работы энергосистемы, используя в часы ночных провалов электропотребления избытки производства электроэнергии в системе теплоснабжения. В этом контексте предполагается установить до 916 МВт мощности электродкотлов, из которых на ТЭЦ энергосистемы планируется до 620 МВт; требуемые удельные инвестиции на киловатт мощности составляют 100 USD. Остальные мощности будут расположены на котельных, где удельные инвестиции увеличиваются ориентировочно до 250 USD. Итого, для обеспечения проекта по установке электродкотлов на ТЭЦ и котельных энергосистемы потребуются инвестиции, которые можно оценить величиной 140 млн USD.

При возникновении аварийных ситуаций могут потребоваться

резервные источники электроэнергии. К таким ситуациям следует отнести останов наиболее крупного генерирующего источника в энергосистеме. В существующей структуре генерирующих мощностей энергосистемы это блоки ПГУ Лукомльской ГРЭС, Березовской ГРЭС и Минской ТЭЦ-5 единичной мощностью 427 МВт. В настоящее время при выходе из строя одного из указанных блоков увеличение мощности до указанных 427 МВт осуществляется за счет загрузки существующего энергогенерирующего оборудования энергосистемы. С вводом в строй АЭС потребуются увеличить мощность генерации до 1200 МВт, часть из которой в размере 400 МВт будет обеспечена за счет существующих источников, а для получения оставшихся 800 МВт предусматривается установка резервных источников. Установка резервных мощностей предусматривается на Лукомльской ГРЭС (0,15 ГВт), Новополоцкой ТЭЦ (0,1 ГВт), Березовской ГРЭС (0,25 ГВт) и Минской ТЭЦ-5 (0,3 ГВт). Требуемые инвестиции можно оценить величиной до **0,8 млрд USD**.

Требуемые инвестиции на решение задач регулирования частоты и обеспечения горячего резерва оцениваются величиной примерно **0,94 млрд USD**, или

Рис. 5. Принципиальная схема возможного состава энергогенерирующих источников Беларуси после 2020 г.



примерно 10% стоимости Белорусской АЭС. Указанные затраты колоссальны и приводят к увеличению постоянной составляющей себестоимости на 10% без учета затрат по обслуживанию кредитов. Увеличится и переменная составляющая себестоимости, что пагубно для страны, поскольку грозит потерей конкурентоспособности промышленной продукции, от 70% до 90% которой поступает на экспорт. Подобное развитие ситуации недопустимо.

Возможные альтернативные пути решения задач надежного и качественного энергообеспечения страны

Из всех возможных альтернативных путей решения обозначенных задач следует выделить четыре основных:

1. Ничего не предпринимать.
2. Изменить структуры энергопотребления хозяйственного комплекса страны.
3. Диверсифицировать технические решения.
4. Осуществить комплексный подход решения задач регулирования частоты и обеспечения ве-

личины вращающегося резерва мощности.

1. В части регулирования частоты первый путь неприемлем, и требуются иные решения. В противном случае необходимо будет вытеснить современные парогазовые мощности паротурбинными блоками Лукомльской ГРЭС, Березовской ГРЭС, Минской ТЭЦ-5. Теплоэлектроцентрали заменить пиковыми водогрейными котлами, т.е. перейти к раздельной выработке тепловой и электрической энергии и потерять все преимущества, связанные с изменениями, произошедшими в энергосистеме страны в ходе ее совершенствования в последние годы.

В части обеспечения вращающегося резерва ситуация с рассматриваемым вариантом более приемлема. В случае возникновения аварийных событий их развитие будет связано с двумя случаями аварийных ситуаций:

- выход из строя мощности до 427 МВт, что будет блокировано существующими техническими возможностями;
- выход из генерации блока АЭС мощностью 1,2 ГВт, вероятность чего определяется поставщиком величиной чрезвычайно низкой [17].

При аварийном выходе из генерации блока 1,2 ГВт очевидна нехватка резервных мощностей до 0,8 ГВт, притом, что в генерации остается от 2,7 до 4,5 ГВт в межотопительный период и от 3,7 до 5,8 ГВт в отопительный период. Указанных мощностей достаточно для обеспечения всех категорийных потребителей. Предотвращение «развала» системы можно блокировать отключением потребителей соответствующих категорий. Убытки, в этом случае, будут несоизмеримо меньшими в сравнении с ущербом, связанным с безусловным ростом постоянной составляющей себестоимости электроэнергии и увеличением амортизационных отчислений, вызванных строительством резервных источников на сумму, которая оценивается величиной **до 0,8 млрд USD.**

Более рациональным представляется путь отказа от строительства резервных источников, при том, что, как будет показано далее, величина обозначенного возможного аварийного дефицита мощности 0,8 ГВт может быть снижена.

2. С целью изменения структуры энергопотребления хозяйственного комплекса Беларуси следует рассмотреть внедрение гибких тарифов на электроэнергию. В качестве примера можно упомянуть использование во Франции тарифной политики, обеспечивающей равномерное суточное энергопотребление [18]. Для смягчения проблемы регулирования частоты электроэнергии необходимо, чтобы ночной тариф для промышленных потребителей был таким, чтобы оставалась финансовая выгода для предприятий при отказе от потребления электроэнергии от собственных когенерационных источников (блок-станций) с соответствующей выплатой всех компенсаций, связанных с работой предприятий в это время и, как следствие, энергопотреблением в ночное время из энергосистемы, а суточный средний тариф на электроэнергию обеспечивал рентабельность энергосистемы. В этом случае, для сохранения конкурентоспособности продукции предприятий последние будут заинтересованы в переходе на соответствующий режим работы.

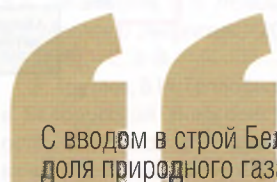
В отношении владельцев блок-станций изменение тарифной политики связано с установлением для них на 7-часовой ночной период провала электропотребления стоимости электроэнергии в энергосистеме, не превышающей обоснованной себестоимости производства электроэнергии на их собственных мощностях.

Кроме того, следует поощрять их либо обязать административными мерами прекращать собственную генерацию в ночные часы и покупать электроэнергию в энергосистеме. Установленное на блок-станциях оборудование позволяет допускать соответствующие перерывы в работе без потерь моторесурса (газопоршневые агрегаты) либо с минимальными его потерями. Теплотехнологии, с которыми связан ряд блок-станций на предприятиях, – всегда когенерационные, как правило, в своих тепловых схемах они обеспечивают возможность работы без когенерационных мощностей в соответствии с тем, что предусматривалось штатным вариантом проекта. Это одно из условий обеспечения непрерывности основного производства, которое было обязательным при переходе на теплотехнологическую когенерацию.

Из анализа представленных графиков (рисунок 2) следует, что при должной реализации рассматриваемого пути возможно обеспечить регулирование мощности существующими техническими решениями (рисунок 4) и уменьшить устанавливаемую мощность электродвигателей только за счет данного пути на **0,6 ГВт.**

Но этим решения по данному варианту не исчерпываются. В работе известных системных специалистов Беларуси [10] показана возможность изменения структуры электропотребления за счет широкого перехода к электротяге на транспорте, в частности, в отношении автомобилей, на примере Норвегии [19]. Узкое место связано с отсутствием должной сети электроразрядных станций, небольшим парком электромобилей, достаточно высокой стоимостью последних. Сеть зарядных станций можно обеспечить административными мерами, обязав владельцев существующих автозаправочных станций (АЗС) и, главным образом, многочисленных гипер-

маркетов установить соответствующее оборудование в требуемых объемах и обеспечить его использование по тарифам на электроэнергию, установленным правительством [20]. В этом случае, стоимость затрат на «топливо» у владельцев электротранспорта снижается в 6 раз по отношению к бензиновым авто. Кроме того, за стоянку заряжаемых электромобилей не должна взиматься плата. Наконец, согласовать с автодилерами и банками страны программы, стимулирующие достаточно значимое обновление парка с переходом на электро-



С вводом в строй Белорусской АЭС доля природного газа в структуре приходной части топливного баланса энергосистемы составит 57%.

привод. И, дополнительно, стимулировать изготовителей автомобилей в Беларуси к выпуску современных вариантов электромобилей.

3. Диверсификация технических решений. Сегодня доля природного газа в структуре приходной части топливного баланса энергосистемы Беларуси определена 97%, при абсолютном потреблении 12,3 млн т у.т. в год [21]. С вводом в строй Белорусской АЭС эти значения составят соответственно 57% и 15,4 млн т у.т. первичных энергоресурсов в год. Очевидно во-первых недостижение значения 50% [11, 12], во-вторых условие снижения импорта природного газа не отменяется. Другими словами, требуется дальнейшая разработка и внедрение энергосберегающих мероприятий по снижению потребления природного газа как в стране, так и в энергосистеме. Соответствующий комплекс обозначен и обоснован большей частью в работах [9, 23, 24].

3.1. Речь идет о дальнейшем совершенствовании тепловых схем ТЭЦ путем вовлечения в использование в системах теплоснабжения низкотемпературных тепловых побочных потоков основного производства, или вторичных энергоресурсов (ВЭР). В работах [9, 24–31] рассмотрена утилизация

части внутренних низкотемпературных тепловых ВЭР, связанных с рассеянием теплоты охлаждения генератора паровых турбин, систем смазки и конденсатора, происходящим за счет системы циркуляционного охлаждения, с помощью абсорбционных бромистолитиевых тепловых насосов (АБТН). Показано, что потенциал только для крупных ТЭЦ Беларуси позволяет установить до 0,5 ГВт (430 Гкал/час) тепловой мощности, что при сохранении отпуска теплоты потребителям без привлечения пиковых водогрейных котлов дает снижение генерации тепловой энергии на отборах турбин до 40% и, соответственно, годовую экономию топлива до 0,11 млн т у.т.

Кроме того, достигается снижение удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении и, в конечном итоге, снижение генерации на ТЭЦ до 0,15 ГВт [22, 31]. АБТН, кроме экономии топлива, имеют хорошие экономические, энергетические показатели и, что важно для практиков, эксплуатационные характеристики, что нашло подтверждение в течение трехлетней эксплуатации абсорбционного теплового насоса мощностью 4,2 МВт на ОАО «Светлогорское химволокно» [32, 33]. В частности, АБТН позволяют обеспечить плавное регулирование тепловой мощности в диапазоне 50–110% и, что важно для решения задач энергетической, безболезненное мгновенное отключение от работы и передачу тепловых нагрузок на штатную теплофикационную установку ТЭЦ с естественным увеличением генерации электроэнергии.

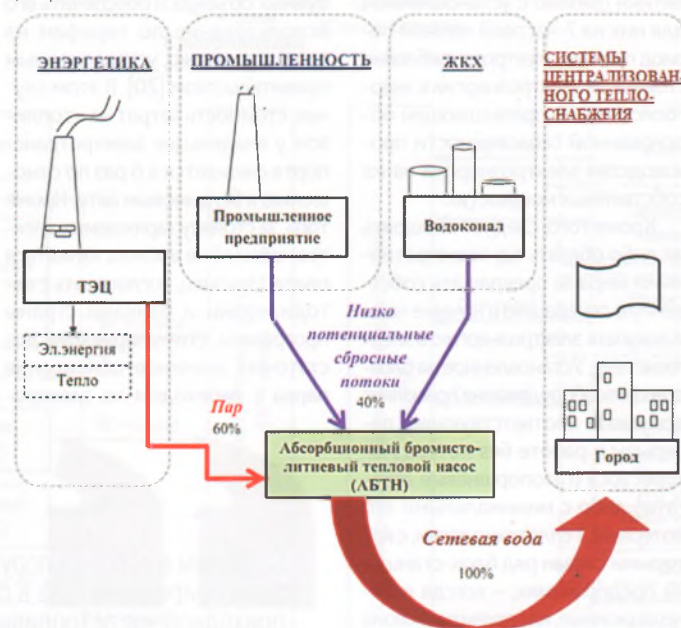
Это можно использовать для решения проблемы обеспечения величины вращающегося резерва мощности. Удельная стоимость абсорбционного теплового насоса не превышает 100 USD за киловатт тепловой мощности. При внедрении АБТН на ТЭЦ для утилизации внутренних тепловых ВЭР возможно заместить 0,15 ГВт резервных источников и 0,15 ГВт электродвигателей. Суммарное снижение инвестиций в результате описанного внедрения АБТН составит **0,15 млрд USD.** Здесь ►

следует еще раз подчеркнуть, что при этом обеспечивается годовое снижение потребления природного газа до 0,11 млн т у.т., что при цене природного газа порядка 150 USD/(т у.т.) эквивалентно годовому снижению затрат порядка **17 млн USD** при простом сроке возврата инвестиций до трех лет. Здесь уместно и необходимо указать на возможность качественного скачка в повышении эффективности системы теплоснабжения страны, подобного тому, что имеет место при переходе от раздельного теплоснабжения на базе котельных и КЭС, к комбинированной выработке тепловой и электрической энергии на ТЭЦ. Скачку, который обеспечит снижение потребности в органическом топливе в стране на нужды централизованного отопления до 40% [34, 35]. В контексте рассматриваемых в данной работе задач речь идет о расширении энергосберегающей базы и переходе к утилизации низкотемпературных ВЭР на ТЭЦ страны в объеме, определяемом нагрузками их зон ответственности в части теплоснабжения. Речь идет об общей экономии топлива до 40% того, что в настоящее время потребляется на нужды отопления и горячего водоснабжения в стране. Пояснить суть предлагаемого решения можно с помощью рисунка 6.

Это решение апробировано на ряде подобных объектов технически развитых стран, например, Дания, Венгрия, Таиланд, Республика Корея и др. [36].

Возвращаясь к проблеме ТЭЦ и энергосистемы, следует остановиться на расширении зоны энергосбережения путем вовлечения низкотемпературных тепловых ВЭР предприятий сопряженных промышленных узлов, расположенных вокруг ТЭЦ, в отпуск теплоты на нужды потребителей. Например, Новополоцкая ТЭЦ имеет фактическую среднюю нагрузку теплоснабжения в отопительный период около 100 Гкал/ч; расположенный рядом завод «Полимир» ОАО «Нафтан» рассеивает в окружающей среде через испарительные градирни непрерывно в течение года поток низкотемпературных тепловых ВЭР не менее 50 Гкал/ч. С помощью

Рис. 6. Снижение расходов топлива на нужды систем централизованного теплоснабжения



АБТН в отопительный период возможно утилизировать 40 Гкал/ч теплоты. При этом тепловая нагрузка на градирню в количестве 10 Гкал/ч позволит сохранить непрерывность их работы, что требуется для обеспечения основного производства завода «Полимир» ОАО «Нафтан». При прерывании использования теплоты ВЭР промышленных предприятий на ТЭЦ, по тем или иным причинам градирни работают по существующей схеме. В этом случае сокращается тепловое загрязнение окружающей среды и потребление воды из природных источников на 0,5 млн м³ в год, что эквивалентно финансовой выгоде предприятия до 0,4 млн USD в год.

Дальнейшее стимулирование завода «Полимир» ОАО «Нафтан» к сотрудничеству следует обеспечить покупкой у него теплоты системы оборотного водоснабжения по цене, например, 1 USD за гигакалорию, что составит до 0,3 млн USD в год. Общая годовая выгода завода «Полимир» ОАО «Нафтан» составит порядка 0,7 млн USD. Для энергетиков Новополоцкой ТЭЦ снизятся затраты на топливо до 3,8 млн USD в год. Кроме того, при сохранении отпуска теплоты снизится генерация электроэнергии на 35 МВт, которые могут заменить и мощности резервных источников, и электро-

котлов.

Круглогодичные, непрерывные тепловые низкотемпературные ВЭР промузлов крупных ТЭЦ составляют:

- ОАО «Нафтан» – более 150 Гкал/ч;
- Мозырский НПЗ – более 100 Гкал/ч;
- ОАО «ГродноАзот» – до 100 Гкал/ч;
- ОАО «Мозырьсоль» – 35 Гкал/ч;
- ОАО «Могилевское химволокно» – до 50 Гкал/ч.

Все ТЭЦ энергосистемы могут обеспечить потребность в низкотемпературных тепловых ВЭР для перехода к теплоснабжению по схеме рисунка 6 возможно за счет использования теплоты оборотной воды близлежащих промышленных предприятий [35] или в результате полной утилизации тепловых выбросов ТЭЦ. Например, путем охлаждения дымовых газов до 40°C с применением отечественного оборудования, разработанного в РУП «БЕЛТЭИ» и прошедшего успешную апробацию на котельных энергосистемы.

Общий потенциал подобного решения только для крупных ТЭЦ страны оценивается в 1,5 ГВт, замещение в отопительный период вращающегося резерва мощности – в **0,45 ГВт**, электрокотлов – также в **0,45 ГВт** и в межотопительный период – до **0,1 ГВт**. Тре-

буемые инвестиции в установку АБТН оцениваются величиной **0,15 млрд USD**, снижение инвестиций по отношению к электрокотлам и резервированию мощности на базе двигателей внутреннего сгорания оценивается величиной порядка **0,35 млрд USD**. При этом годовое снижение потребления природного газа составит **0,33 млн т у.т.**, что эквивалентно **50 млн USD**.

3.2. В целях диверсификации технического обеспечения рассматриваемых задач (регулирование мощности и обеспечение величины вращающегося резерва) следует рассмотреть установку на крупных ТЭЦ газотурбинных установок (ГТУ) и перехода к парогазовой технологии по сбросным схемам [9, 23]. В этом случае достигается несколько положительных эффектов:

- обеспечивается величина вращающегося резерва мощности **0,3 ГВт**, при этом достигается окупаемость инвестиций;

- происходит регулирование частоты с помощью устанавливаемых ГТУ при переводе ТЭЦ на парогазовую технологию по сбросной схеме. Единичная мощность ГТУ не превысит 25–40 МВт, что соответствует категории промышленных ГТУ, допускающих изменение режимов без катастрофической потери моторесурса, характерного для крупных ГТУ;

- обеспечивается экономия природного газа за счет вытеснения прямого сжигания его в штатных энергетических котлах сжиганием в камере сгорания указанных ГТУ. Эксплуатационные характеристики схемы успешно апробированы на Березовской ГРЭС; в условиях ТЭЦ энергосистемы Беларуси схема оказывается более экономичной, чем широко известная на ТЭЦ схема ПГУ с параллельными связями;

- годовая экономия природного газа в стране составит до **0,6 млн т у.т.**;

- требуемые инвестиции можно оценить величиной до **0,7 млрд USD** при простом сроке возврата инвестиций до 8 лет;

- данное решение позволит вывести из эксплуатации блоки ПГУ, вырабатывающие в настоящее время свой моторесурс и требующие капитальных ремонтов,

стоимость которых можно оценить величиной до **0,65 млрд USD**.

4. Очевидна необходимость комплексного подхода к решению рассмотренных выше задач, которое требует информирования правительственного макроуровня и расстановки приоритетов.

Выводы

1. От создания резервных мощностей можно отказаться без какого-либо ущерба. В создании резервных мощностей, которые в принципе не могут окупиться и лишь усугубляют материальное положение по мере роста себестоимости электроэнергии, исходя из изложенного в работе, нет технической необходимости, поскольку возможны альтернативные решения задачи с минимальными затратами.

2. Решения задач регулирования мощности для обеспечения графиков потребления с минимальными затратами полностью возможны за счет изменения структуры потребления электроэнергии в стране без привлечения инвестиций, использования соответствующей тарифной политики в различные периоды суток, дифференцированные для различных потребителей, а также за счет административного стимулирования соответствующих шагов на промышленных предприятиях.

3. Для диверсификации решений, необходимость которых доказывает мировой опыт, в целях снижения энергоёмкости продукции страны в объеме, который отвечает концепции энергетической безопасности, необходимо обеспечить качественный скачок в организации теплоснабжения страны путем вовлечения в этот процесс низкотемпературных тепловых ВЭР за счет АБТН. Простой срок возврата инвестиций не превышает 3 лет, что отвечает интересам инвесторов. В этой связи следует указать на оборудование ведущих мировых изготовителей АБТН, необходимое для утилизации низкотемпературных тепловых ВЭР, на льготное инвестирование и на использование энергосервисных компаний за счет инвестиций изготовителей АБТН. В последнем варианте сотрудничества отсутствуют:

– во-первых, какие-либо затраты из госбюджета;

– во-вторых, какие-либо риски технического, эксплуатационного плана со стороны энергосистемы и ТЭЦ.

4. Указанные качественные изменения в теплоснабжении на базе применения АБТН для утилизации низкотемпературных тепловых ВЭР промышленного производства апробированы в мире и широко применяются в технически развитых странах. В условиях Беларуси годовой экономический эффект соответствует снижению расхода природного газа до 40% от потребности страны на нужды теплоснабжения. Экономия природного газа от внедрения АБТН в теплоэнергетическую систему хозяйственного комплекса страны может составить до 1 млн т у.т. в год.

5. Перевод ТЭЦ на парогазовые технологии по сбросной схеме в условиях ввода в строй Белорусской АЭС возможен и целесообразен. Требуемые инвестиции не превышают затрат на выполнение капитальных ремонтов трех существующих парогазовых блоков ПГУ Лукомльской ГРЭС, Березовской ГРЭС и Минской ТЭЦ-5, которые к настоящему времени выработали моторесурс и требуют инвестиций в капитальный ремонт до 0,65 млрд USD. Их замена на ПГУ по сбросной схеме на ТЭЦ во всех отношениях более выгодна, что подтверждают выводы РАН [1]. В условиях энергосистемы Беларуси данное решение обеспечивает многосторонние преимущества:

– регулирование генерации в диапазоне **до 0,3 ГВт** при требуемом интервале **до 0,6 ГВт**;

– вытеснение резервных источников мощностью **до 0,3 ГВт**;

– снижение годового потребления природного газа до **0,6 млн т у.т.**

6. Очевидна необходимость комплексного подхода к применению рассмотренных мероприятий для решения рассмотренных задач, что требует информирования правительственного макроуровня и расстановки приоритетов. Решения должны выработываться на базе вышеизложенного с учетом энергетических,

экономических, политических возможностей и перспектив, например, реализации энергосервисного варианта строительства и эксплуатации соответствующих установок, не требующего бюджетных средств.

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. Джангиров, В.А. Кризис теплофикации? Выход есть! / В.А. Джангиров, Н.В. Лелюшкин, В.В. Маслов // Энергетик. – 2018. – № 1 (76). – С. 3–8.

3. Трутаев, В.И. Теплофикация в Белорусской энергосистеме: острые вопросы функционирования и развития на современном этапе / В.И. Трутаев // Энергетическая стратегия. – 2013. – № 3. – С. 17–23.

4. Сыропуцинский, В.М. Белорусская АЭС и традиционная энергетика / В.Н. Сыропуцинский, В.И. Трутаев // Энергия и Менеджмент. – 2008. – № 3 (42). – С. 8–15.

5. Трутаев, В.И. Прирост себестоимости производства электроэнергии как экономический критерий обоснования очередности разгрузки энергоустановок в ночные часы / В.И. Трутаев, В.М. Сыропуцинский // Энергетическая стратегия. – 2010. – № 6 (18). – С. 19–24.

6. Ковалев, Д.В. Перспективные режимы работы генерирующего оборудования в составе белорусской энергосистемы после 2020 года / Д.В. Ковалев // Энергетическая стратегия. – 2014. – № 4 (40). – С. 20–23.

7. Молочко, А.Ф. Интеграция Белорусской АЭС в энергосистему / А.Ф. Молочко, Ф.И. Молочко // Энергетическая стратегия. – 2015. – № 2 (44). – С. 29–33.

8. Молочко, А.Ф. Интеграция Белорусской АЭС в энергосистему / А.Ф. Молочко, Ф.И. Молочко // Энергетическая стратегия. – 2015. – № 3 (45). – С. 21–24.

9. Бобич, А.А. Комплекс энергосберегающих мероприятий на ТЭЦ при адаптации к условиям работы энергосистемы с вводом белорусской АЭС: дис. канд. техн.

наук: 05.14.14 / А.А. Бобич. – Минск: БНТУ, 2018. – 224 с.

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

11. Об утверждении концепция энергетической безопасности Республики Беларусь: постановление Совета Министров Республики Беларусь, 23 дек. 2015 г., № 1084. // Нац. реестр правовых актов Республики Беларусь. – 2015. – № 5/41477.

12. Михалевич, А.А. Энергетическая безопасность Республики Беларусь: компоненты, вызовы, угрозы [Электронный ресурс]: – 2010. – Режим доступа: http://nmn-by.eu/pub/0911/energy_security.pdf. – Дата доступа: 26.03.2010.

13. Основные показатели ГПО «Белэнерго» [Электронный ресурс]: – 2018. – Режим доступа: <http://www.energo.by/content/deyatelnost-obedineniya/osnovnye-pokazateli/>. – Дата доступа: 06.05.2018.

14. Обзор сектора электро- и теплоэнергетики в Республике Беларусь / Науч.-исслед. и проект. ин-т РУП «БЕЛТЭИ»; рук. работы Ф.И. Молочко. – Минск, 2018. – 295 с. – NEEP/CQS/17/01.

15. Трутаев, В.И. Применение электродотлов на ТЭЦ как эффективный способ получения маневренной электрической мощности в энергосистеме Беларуси с вводом АЭС / В.И. Трутаев, В.М. Сыропуцинский // Энергетическая стратегия. – 2010. – № 4 (16). – С. 19–24.

16. Сыропуцинский, В.М. Опыт проектирования маневренных отопительных ТЭЦ с электродотловами // В.М. Сыропуцинский [и др.] / Научно-технические задачи развития теплоснабжения в СССР: Сборник трудов ВНИПИэнергопрома. М., 1989. – С. 50–63.

17. Реакторная установка ВВЭР-1200. Стратегический выбор [Электронный ресурс]: – 2018. – Режим доступа: <http://www.gidropress.podolsk.ru/files/booklets/ru/VVER-1200-ru.pdf>. – Дата доступа: 06.05.2018.

18. Система тарифов на электропотребление за рубежом ▶

[Электронный ресурс]: – 2018. – Режим доступа: <http://helpiks.org/4-72250.html>. – Дата доступа: 06.05.2018.

19. Бесплатная зарядка авто на улицах Осло. Норвегия – лидер по числу электромобилей на душу населения [Электронный ресурс]: – 2018. – Режим доступа: <https://www.youtube.com/watch?v=6X11rYxig9Y/>. – Дата доступа: 06.05.2018.

20. В Беларуси установили тариф на зарядку электромобилей [Электронный ресурс]: – 2018. – Режим доступа: <https://auto.tut.by/news/offtop/590580.html/> – Дата доступа: 06.05.2018.

21. В 2020 году Белоруссия рассчитывает снизить долю природного газа в энергобалансе до 37,3% [Электронный ресурс]: – 2016. – Режим доступа: <http://www.rosteplo.ru/news.php?zag=1334042953>. – Дата доступа: 02.06.2016.

22. Романюк, В.Н. К вопросу о диверсификации вариантов регулирования мощности генерации Белорусской энергосистемы / В.Н. Романюк, А.А. Бобич // Энергия и Менеджмент. – 2015. – № 6 (87). – С. 3–8.

23. Романюк, В.Н. Выбор схем парогазовых установок при модернизации паротурбинных ТЭЦ / В.Н. Романюк, А.А. Бобич, Н.А. Коломыцкая // Энергия и Менеджмент. – 2013. – № 3 (33). – С. 11–15.

24. Романюк, В.Н. Развитие тепловых схем ТЭЦ в условиях Объединенной энергосистемы Беларуси / В.Н. Романюк, А.А. Бобич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2015. – № 4. – С. 31–43.

25. Романюк, В.Н. Абсорбционные тепловые насосы в тепловой схеме ТЭЦ для повышения ее энергетической эффективности / В.Н. Романюк, Д.Б. Муслина, А.А. Бобич и др. // Энергия и Менеджмент. – 2013. – № 1 (70). – С. 14–19.

26. Романюк, В.Н. Развитие энергосбережения на базе инновационной технологии абсорбционных тепловых насосов / В.Н. Романюк, А.А. Бобич, Д.Б. Муслина, и др. // Энергоэффективность. – 2013. – № 2. – С. 28–30.

27. Романюк, В.Н. Абсорбционные тепловые насосы в тепло-энергетических системах промышленных предприятий для снижения энергетических и финансовых затрат / В.Н. Романюк, А.А. Бобич,

Д.Б. Муслина, и др. // Энергия и Менеджмент. – 2013. – № 2 (71). – С. 32–37.

28. Романюк, В.Н. Абсорбционные или парокompрессионные тепловые насосы в схемах ТЭЦ / В.Н. Романюк, А.А. Бобич, С.В. Мальков // Энергия и Менеджмент. – 2013. – № 4–5 (73–74). – С. 18–21.

29. Романюк, В.Н. Абсорбционные тепловые насосы на ТЭЦ Белорусской ОЭС на примере Мозырской ТЭЦ / В.Н. Романюк, А.А. Бобич // Энергия и Менеджмент. – 2015. – № 1 (82). – С. 4–11.

30. Романюк, В.Н. Обоснование параметров АБТН для утилизации ВЭР на ТЭЦ с помощью пассивного эксперимента и определение соответствующих изменений различных оценок работы энергосистемы / В.Н. Романюк, А.А. Бобич // Энергия и Менеджмент. – 2016. – № 1 (88). – С. 14–23.

31. Романюк, В.Н. Время применения абсорбционных бромистолитиевых тепловых насосов на ТЭЦ Беларуси / В.Н. Романюк, А.А. Бобич // Энергия и Менеджмент. – 2017. – № 2 (95). – С. 2–5.

32. Рудченко, А.В. Оцениваем экономический эффект самого

мощного теплового насоса Беларуси / А.В. Рудченко, И.В. Кочемазов, А.П. Дух // Энергоэффективность. – 2018. – № 4. – С. 25.

33. Рудченко, А.В. Первый проект с применением абсорбционного теплового насоса реализован в Беларуси / А.В. Рудченко, И.В. Кочемазов // Энергия и Менеджмент. – 2017. – № 1 (94). – С. 18–21.

34. Хрусталева, Б.М. К вопросу развития энергообеспечения промышленных теплотехнологий и систем теплоснабжения в Беларуси. Взгляд в ближайшее будущее и обзорную перспективу / Б.М. Хрусталева, В.Н. Романюк, В.А. Седнин, А.А. Бобич, Д.Б. Муслина, Т.В. Бубырь // Известия ВУЗов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – № 6. – 2014. – С. 53–61.

35. Хрусталева, Б.М. Расширение энергосберегающей базы в условиях централизованного теплоснабжения и доминирования энергоемких технологий / Б.М. Хрусталева, В.Н. Романюк // Энергоэффективность. – 2017. – № 12. – С. 6–23.

36. Опыт Китая и Кореи – очень далеко и очень полезно // Энергия и Менеджмент. – 2013. – № 6 (75). – С. 29–36. ■