

EnergyPLAN распространяется как бесплатное программное обеспечение. К нему имеется множество учебных материалов, руководство к использованию. Более того, существующие модели уже доступны для многих стран, а полученные с ее помощью результаты давно используются в множестве научных публикаций.

Для создания стратегий необходимо придерживаться определенной логики, основанной на структурированном процессе принятия решений на основе шести ключевых шагов, а именно:

1. изучение текущей ситуации и воссоздание существующей ситуации в модели EnergyPLAN;
2. проверка созданной модели на достоверность;
3. изучение потенциала страны по различным возобновляемым источникам энергии, таким как энергия солнца, ветра, приливов и отливов, биогазовые комплексы и установки на биомассе. Оценка потенциала промышленных и муниципальных ВЭРов, бытовых отходов и пр.;
4. разработка конкретных стратегий и возможностей, которые возможно реализовать в рамках процесса планирования устойчивой энергетики;
5. создание ряда моделей для прогнозирования вероятного воздействия различных сценариев с помощью инструмента EnergyPLAN, основанного на математическом моделировании;
6. анализ полученных результатов для выбора и обоснования наилучшей стратегии энергетического развития. Определение финансовых затрат, требуемых для реализации стратегии.

Выводы. Таким образом, EnergyPLAN – это удобный инструмент математического моделирования, который позволяет планировать устойчивое энергетическое развитие стран и регионов и наиболее подходит тем, кто намеревается развивать свою энергетическую безопасность, используя при этом в своих процессах планирования наилучшую доступную в мире практику.

УДК 629.735

КОМПЛЕКС ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЭЦ В УСЛОВИЯХ РАБОТЫ БЕЛАЭС

В.Н. Романюк, А.А. Бобич

Белорусский национальный технический университет

Начиная с 2000 г. активно проводится модернизация генерирующих мощностей Белорусской энергосистемы. За это время к 2015 г. удельный расход условного топлива (УРТ) на выработку электрической энергии снизился на 14,3%, а УРТ на выработку тепловой энергии на 2,7%. Абсолютные величины УРТ, при этом, равны соответственно 235,5 г/кВт·ч и 167,5 кг/Гкал, а эксергетический КПД энергосистемы составил 33,1%, увеличившись в абсолютной величине на 3,7% или 12,6% в относительном выражении [1]. Вместе с тем, энергосистеме страны необходимо посто-

янное развитие, что не теряет актуальности с вводом в строй Белорусской АЭС в 2018–2020 гг.

Применение традиционных показателей для оценки энергетической эффективности сложных и многоукладных энергосистем при их модернизации и оптимизации не всегда позволяет принять однозначное решение. Что дает повод отдавать предпочтение в этих случаях индикативным показателям, который, по нашему мнению, могут быть получены только на базе безразмерных эксергетических характеристик. Наличие подобной индикативной оценки термодинамической эффективности, являющейся долговременной, стабильной характеристикой, позволит более обоснованно принимать решения по выбору варианта развития источников энергосистемы из ряда альтернативных решений, имеющих близкие экономические показатели, что часто имеет место при выборе системных решений [1].

С вводом Белорусской АЭС прогнозируются избытки мощности в период ночных провалов в отопительный и межотопительный периоды и приоритетным является строительство комплексов «электрокотел–тепловой аккумулятор», которое наиболее целесообразно реализовывать на малых ТЭЦ энергосистемы и котельных [2].

В работе [3] предложены перспективные технические мероприятия, позволяющие повысить эффективность энергосистемы путем внедрения на ТЭЦ абсорбционных бромисто-литиевых тепловых насосов (АБТН), тепловых аккумуляторов (ТА) и интеграции в состав ТЭЦ высоких начальных параметров ГТУ по сбросной схеме с основным оборудованием. Единовременное внедрение перечисленных мероприятий в полном объеме, при всей заманчивости такой реализации, по различным причинам оказывается невозможным. В этой связи очевидна необходимость оценки вклада в ожидаемый эффект (возможности резервирования, снижения расхода природного газа и пр.) того или иного из перечисленных мероприятий, а также определения количественной оценки эффективности энергосистемы с многоукладной структурой энергоисточников: КЭС, ТЭЦ, котельные на органическом топливе, АЭС на ядерном топливе, электрокотлы на ТЭЦ, электрокотельные, ГЭС, ветроэлектростанции. В [1, 5] показана целесообразность применения для принятия решения по выбору варианта развития системы термодинамического метода, и, в частности, на базе расчета термодинамического КПД для получения количественной оценки термодинамической эффективности энергосистемы Беларуси на различных стадиях ее развития: от текущей ситуации, до интеграции в ее состав АЭС и дальнейшего совершенствования.

В 2020 г. после ввода двух блоков Белорусской АЭС ситуация с выработкой тепловой и электрической энергии на источниках энергосистемы изменится. При этом отпуск тепловой энергии сохранится. Это подтверждается тем, что за последние 15 лет отпуск тепловой энергии остается практически на одном уровне с колебаниями в пределах 5%. Прогнозируемая структура отпуска электроэнергии в 2020 году следующая:

АЭС – 48%, КЭС – 9%, ТЭЦ – 37%, избыток на электростанции – 6%. Для устранения избытков мощности генерации в период ночных провалов потребления электроэнергии, предусматривается строительство комплексов «электростанция–тепловой аккумулятор» суммарной мощностью до 1,2 ГВт в том числе 0,5 ГВт на ТЭЦ, 0,5 ГВт – на котельных и 0,2 ГВт – на промышленных предприятиях.

Результаты количественной оценки термодинамической эффективности энергосистемы Беларуси после ввода в строй АЭС и электростанций и сравнение их с данными по существующему положению в энергосистеме указывают на снижение ее термодинамической эффективности от 2,3% в отопительный период до 3,2% в межотопительный период, рис. 1.

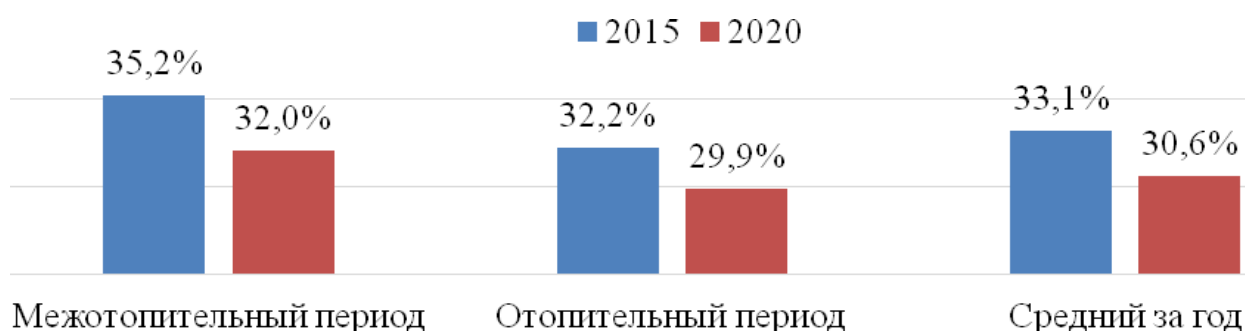


Рисунок 1 – Сравнение эксергетического КПД энергосистемы Беларуси в 2015 и в 2020 году при работе Белорусской АЭС и электростанций

Изменение термодинамической эффективности энергосистемы в связи с совершенствованием комбинированных источников энергосистемы. Как уже отмечалось, совершенствование генерирующих источников энергосистемы не может быть остановлено. Некоторые из возможных энергосберегающих мероприятий приведены в [2]. Рассмотрим изменение эксергетического КПД энергосистемы в результате внедрения этих мероприятий.

Установка АБТН на ТЭЦ. АБТН на ТЭЦ следует использовать для утилизации низкотемпературных тепловых потоков системы циркуляционного охлаждения, что при сохранении отпуска необходимого количества тепловой энергии обеспечивает снижение и расхода природного газа на ТЭЦ, и электрической мощности ТЭЦ. Суммарная тепловая мощность АБТН на всех ТЭЦ энергосистемы Беларуси в условиях 2020 г. оценивается величиной до 0,44 ГВт. В межотопительный период АБТН не используются, поскольку ТЭЦ работают практически на техническом минимуме нагрузки. В отопительный период во время ночного провала электропотребления АБТН также не работают по той же причине разгрузки ТЭЦ до технического минимума.

Использование АБТН в описанном качестве позволяет ТЭЦ изменять генерацию электроэнергии в сторону увеличения или уменьшения электрической мощности при сохранении тепловых нагрузок. Это обстоятельство способствует работе основных регуляторов, поскольку может быть изменен

в нужную сторону диапазон регулирования, возлагаемый на них. Использование АБТН на ТЭЦ позволяет изменять указанную генерацию электроэнергии по энергосистеме в целом до 0,15 ГВт в отопительный период. При этом средневзвешенный УРТ на отпуск электроэнергии в отопительный период по всем ТЭЦ снижается на 13 г/(кВт·ч) с снижением потребления природного газа в энергосистеме до 0,11 млн тонн условного топлива в год.

Введение в состав ТЭЦ АБТН приводит к тому, что в дневное время отопительного периода избыток генерации электроэнергии сокращается и исключается использование электродкотлов в этот период.

Результаты расчетов количественной оценки термодинамической эффективности энергосистемы Беларуси после внедрения АБТН суммарной тепловой мощностью 0,44 ГВт ТЭЦ после 2020 г. приведены на рис. 2.



Рисунок 2 – Сравнение эксергетического КПД энергосистемы Беларуси в 2020 г. при работе АЭС и электродкотлов и тоже с АБТН на ТЭЦ

Использование АБТН на крупных ТЭЦ позволяет увеличить эксергетический КПД энергосистемы на 0,35% в отопительный период и на 0,23% в среднем за год с соответствующим снижением потребления природного газа.

Установка ГТУ по сбросной схеме на ТЭЦ. Суммарная возможная электрическая мощность ГТУ по сбросной схеме на всех ТЭЦ энергосистемы Беларуси составляет до 0,6 ГВт. В отопительный и межотопительный периоды во время ночного провала электропотребления ГТУ по сбросной схеме допускают снижение мощности до 0,3 ГВт. Важно отметить, что требуются ГТУ единичной мощностью до 45 МВт, т.е. промышленных типоразмеров, которые практически не снижают моторесурс при указанных нагрузках.

Средневзвешенный УРТ на отпуск электроэнергии в межотопительный период по всем ТЭЦ снижается во время дневного пика и ночного провала электропотребления на 36 г/(кВт·ч). В отопительный период соответственно снижение УРТ составляет 10–11 г/(кВт·ч). В результате внедрения ГТУ по сбросной схеме на крупных ТЭЦ энергосистемы достигается интегральное годовое снижение потребления природного газа до 0,62 млн т у.т.

Количественная оценка термодинамической эффективности энергосистемы Беларуси в результате внедрения ГТУ по сбросной схеме на ТЭЦ по отношению к ситуации в 2020 г. приведена на рис. 3.



Рисунок 3 – Сравнение эксергетического КПД энергосистемы Беларуси в 2020 г. при работе АЭС и электродкотлов и с ГТУ по сбросной схеме на ТЭЦ

Эксергетический КПД энергосистемы в результате установки на ТЭЦ энергосистемы ГТУ по сбросной схеме возрастает на 1,9% в межотопительный период, на 1,0% в отопительный период и на 1,3% в среднем за год.

Обобщение результатов: среди различных вариантов наиболее эффективным является комбинация АБТН суммарной тепловой мощностью 0,44 ГВт и ГТУ по сбросной схеме суммарной электрической мощностью 0,6 ГВт. В отопительный период, средневзвешенный УРТ на отпуск электроэнергии во время дневного пика электропотребления уменьшается на 23 г/(кВт·ч), в часы ночных провалов имеет место снижение УРТ на 10 г/(кВт·ч). В результате внедрения АБТН и ГТУ по сбросной схеме на ТЭЦ энергосистемы достигается годовое снижение потребления природного газа до 0,74 млн т у.т.

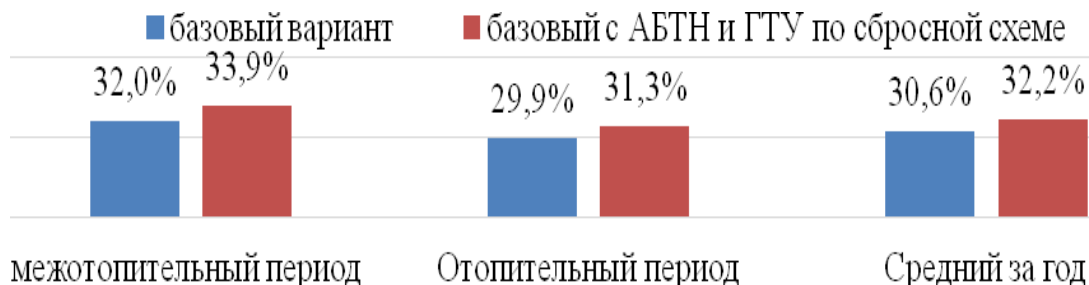


Рисунок 4 – Сравнение эксергетического КПД энергосистемы Беларуси в 2020 г. при работе Белорусской АЭС и электродкотлов и тоже с АБТН и ГТУ по сбросной схеме на ТЭЦ

Повышение эксергетического КПД энергосистемы Беларуси в этом варианте составляет от 1,4 до 1,9%, рис. 4.

Выводы: Термодинамическая эффективность энергосистемы может быть дополнительным объективным и стабильным показателем при принятии соответствующих решений внедрения энергосберегающих мероприятий.

Ввод АЭС снижает потребление природного газа до 4,2 млн т у.т. и, при этом, что ожидаемо, ухудшается термодинамическая эффективность энергосистемы с 33,1 до 30,6%. Реализация комплекса мероприятий, предложенных в работе, обеспечивает дополнительно после ввода в строй АЭС уменьшение потребления природного газа до 0,74 млн т у.т. в год, что,

в конечном итоге, увеличивает термодинамическую эффективность энергосистемы до 32,2%.

Список использованных источников

1. Романюк, В.Н. К вопросу оценки термодинамической эффективности Белорусской энергосистемы / В.Н. Романюк, В.А. Седнин, А.А. Бобич // Энергия и Менеджмент. – 2016. – № 6. – С. 2–7.
2. Разработка мероприятий по режимной интеграции Белорусской АЭС в баланс энергосистемы: отчет о НИР/ Науч.-исслед. и проект. Республ. Унитарн. Предпр. «Белорусский теплоэнергетич. ин-т»; рук. работы Ф.И. Молочко. – Минск, 2014. – 96 с. – № Б-14-7/1.
3. Романюк, В.Н. К вопросу о диверсификации вариантов регулирования мощности генерации Белорусской энергосистемы / В.Н. Романюк, А.А. Бобич // Энергия и Менеджмент. – 2015. – № 6. – С. 3–8.
4. Андрущенко, А.И. Показатели эффективности сложных систем энергоснабжения и взаимосвязь между ними / А.И. Андрущенко // Материалы четвертой Российской научно-технической конференции «Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности», Ульяновск, 24–25 апреля 2003 г. / Ульяновский государственный технический университет. – Ульяновск, 2003. – С. 12–14.
5. Романюк, В.Н. Комплекс мероприятий по повышению эффективности ТЭЦ энергосистемы / В.Н. Романюк, А.А. Бобич // Энергоэффективность. – 2012. – июнь. – С. 30–31.
6. 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. – С. 11–15.
7. Романюк, В.Н. Развитие тепловых схем ТЭЦ в условиях Объединенной энергосистемы Беларуси / В.Н. Романюк, А.А. Бобич // Известия ВУЗов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2015. – № 4. – С. 31–43.
8. Романюк, В.Н. Оценка термодинамической эффективности функционирования энергосистемы Беларуси в условиях работы Белорусской АЭС / В.Н. Романюк, А.А. Бобич // Энергия и Менеджмент, 2016. – №4. – С. 2–9.

УДК 697.343

РЕГЕНЕРАТИВНО-УТИЛИЗАЦИОННОЕ ТЕПЛОИСПОЛЬЗОВАНИЕ В НЕПРОХОДНЫХ КАНАЛАХ ТЕПЛОТРАСС

В.А. Седнин, Т.В. Бубырь

Белорусский Национальный Технический Университет

Одним из основных доводов противников централизованного тепло-снабжения является ссылка на необходимость в тепловых сетях для транс-