

УДК 338.45:620.9 (476)

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Канд. экон. наук, доц. НАГОРНОВ В. Н., КРАВЧЕНКО В. В.

*Белорусский национальный технический университет,
Институт экономики Национальной академии наук Беларуси*

Энергетическая безопасность государства является составной частью системы экономической и национальной безопасности, поэтому обеспечение энергетической безопасности должно быть прерогативой государства и достигается проведением единой государственной политики, системой мер законодательного и иного характера, адекватных выявленным угрозам и дестабилизирующим факторам.

Среди принципов энергетической безопасности можно выделить главные: взаимответственность поставщиков и потребителей энергетических ресурсов; диверсификацию поставок топлива и генерирующих источников; социальную направленность.

Для управления энергетической безопасностью необходимо выявить виды угроз, определить значения индикаторов и оценить их пороговые величины, при которых не нарушается долговременное устойчивое функционирование системы. Весьма важным в процессе управления становится анализ возможных последствий реализации угроз.

Основными направлениями энергетической политики, осуществляемой с целью обеспечения энергетической безопасности [1], являются: использование альтернативных источников энергии с максимальным вовлечением возобновляемых, нетрадиционных и вторичных ресурсов; повышение эффективности использования энергетических ресурсов; обновление основных фондов за счет внедрения передовых высокоэкономичных и ресурсосберегающих технологий и оборудования; оптимизация режимов работы энергосистемы; использование геополитического положения республики с максимальной выгодой; дальнейшее совершен-

ствование ценовой, тарифной и налоговой политики; создание и совершенствование законодательно-правовой базы; развитие инновационной деятельности; проведение активной инвестиционной политики; регулирование баланса спроса и предложений на электроэнергию (за счет разумного размещения потребителей энергии, введение экономически оправданных и выгодных для потребителей и энергетиков тарифов на энергоресурсы).

Объективный и всесторонний анализ энергетической безопасности представлен в [2], где оценку кризисности предлагается проводить по 36 индикаторам, сгруппированным в девять блоков, которые наиболее полно отражают национальные интересы Республики Беларусь.

Одним из факторов, определяющих энергетическую безопасность энергосистемы, может быть оптимальная структура генерирующих источников. Под оптимальной понимается такая структура, при которой энергосистема обеспечивает надежное энергоснабжение потребителей в каждой части графика нагрузок при минимальном значении топливной составляющей себестоимости.

В структуре генерирующих источников Белорусской энергосистемы основную часть составляют тепловые электрические станции (ТЭС), сжигающие газ, доля которых около 98 %. ТЭС отпускают примерно 98 % всей электроэнергии, производимой в Белорусской электроэнергетической системе (ЭЭС). Из общего количества теплоты, произведенной ГПО «Белэнерго», около 82 % отпущено от ТЭС энергосистемы, из этой теплоты 83 % отпущено непосредственно от турбинных установок ТЭС. Столь значительный отпуск теплоты из отборов турбин теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) позволил

энергосистеме за счет комбинированного производства электроэнергии и теплоты снизить удельный расход топлива на производство электроэнергии до 267,7 г у. т./($\text{кВт}\cdot\text{ч}$) (2009 г.). Удельный расход топлива на производство теплоты составил 169,34 кг у. т./Гкал (2009 г.).

На энергетическую безопасность ТЭС значительное влияние оказывает техническое состояние оборудования, определяемое степенью его износа. Часто под износом понимается «бухгалтерский» износ, определяемый сроком службы. С нашей точки зрения, более корректно судить об износе энергетического оборудования на основе анализа и испытаний, так как просто срок службы как показатель не учитывает реальных режимов работы оборудования, культуру эксплуатации, качество проводимых ремонтов, фактическое состояние металла и т. д. Между тем срок службы оборудования может являться индикатором для проведения тщательного анализа с целью определения дальнейшего срока службы его отдельных компонентов.

Износ основных производственных фондов Белорусской энергосистемы постепенно снижается и на 1 января 2010 г. составил 52,1 % [4]. Одной из основных проблем, стоящих перед отраслью, является поддержание эффективного и надежного теплоснабжения, на которое приходится более половины топливопотребления, значительные материальные и трудовые ресурсы. Требуется замена и строительство новых тепловых сетей на базе современных технологий.

Критический порог наработки энергетического оборудования принимается в пределах 250 тыс. ч. Многие котлы и турбины Белорусской ЭЭС в скором времени войдут в эту критическую зону. Повышение энергетической безопасности ТЭС требует срочной модернизации их оборудования. В этом случае возможны два сценария: модернизация ТЭС с продлением срока службы на период до 20 лет; модернизация ТЭС с применением парогазовых технологий.

Первый сценарий при одних и тех же объемах инвестирования позволяет обеспечить модернизацию ТЭС с большей установленной мощностью относительно второго, который одновременно с повышением энергетической

безопасности модернизируемых ТЭС дает значительное повышение КПД генерации энергии.

Для корректной оценки объема инвестиций, необходимых для модернизации оборудования, требуется разработка прогноза надежности оборудования с помощью неразрушающих и разрушающих методов контроля металла, аналитических и экспертных оценок.

Комбинированная выработка электрической энергии на базе теплового потребления (теплофикация или когенерация), зародившаяся в начале прошлого столетия на основе паротурбинных электростанций в СССР, сегодня признана во всем мире как один из основных путей снижения потребления первичных энергоресурсов, и следовательно, повышения энергетической безопасности.

Теплофикация на базе паротурбинной технологии имеет определенные ограничения, которые в сочетании с характерной структурой энергопотребления промышленного региона определяют долю электроэнергии, вырабатываемой на тепловом потреблении. К таким ограничениям относятся: факторы, сужающие круг тепловых потребителей, вовлекаемых в теплофикацию: невысокий температурный уровень предлагаемого теплоносителя; вид теплоносителя, в роли которого выступают пар или вода; высокая централизация генерирующих мощностей; необходимость в создании и поддержании на должном уровне громоздкой и дорогой подсистемы – тепловых сетей, наличие которой обусловлено требованием достаточной централизации теплофикационного теплоснабжения; высокая стоимость устанавливаемых мощностей, увеличенные сроки строительства и возврата инвестиций; периодичность отопительной нагрузки, являющейся основной для теплоэлектроцентралей, в том числе и в силу перечисленных выше ограничений, что снижает либо число часов использования, либо базовую теплофикационную мощность; факторы, связанные как с пониженной энергетической эффективностью, так и со спецификой паротурбинной технологии производства электроэнергии: низкая удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, ее величина, как правило, не превышает $0,4 \text{ кДж/кДж}$ ($\approx 5 \cdot 10^2 \text{ кВт}\cdot\text{ч/Гкал}$), а в ряде случаев оказывается еще ниже ($100 \text{ кВт}\cdot\text{ч/Гкал}$ и менее); сильная

зависимость удельной выработки электроэнергии на единицу отпускаемой теплоты от параметров отбираемого пара.

Рассмотрим основные моменты, определяющие эффективность применения комбинированной выработки энергии.

Во-первых, необходимо учитывать, что платой за возможности, предоставляемые теплофикацией, является не только усложнение самого генерирующего источника, но и появление в системе энергоснабжения дополнительных подсистем – тепловых сетей. Затраты на проектирование, строительство и эксплуатацию последних являются необходимым условием, без выполнения которого невозможна работа ТЭЦ.

Во-вторых, в комбинированном производстве требуется одновременный сбыт электроэнергии и теплоты. Необходимо создание условий, когда все виды продукции, в данном случае тепловая и электрическая энергии, с равным успехом находят сбыт. В комбинированном производстве провал в реализации одного товара означает исчезновение другого. В этой связи необходим гибкий экономический подход к сбыту всей номенклатуры продукции. В частности, в традиционной паротурбинной теплофикации выработка дешевой электроэнергии возможна лишь при наличии теплового потребления, поэтому надо создавать все условия для стимулирования в первую очередь потребителя тепловой энергии как гаранта существования комбинированного производства. К сожалению, в сложившейся практике теплофикации все выгоды от ее реализации распределялись на всех, кроме потребителей тепловой энергии, что и объясняет многие проблемы и негативные оценки данного интегрированного производства. Необходимо, чтобы потребителю тепловой энергии теплоэлектроцентралей единица продукции обходилась дешевле, чем стоимость ее производства на котельной при прямом сжигании топлива, при безусловном обеспечении должного качества и пр. Распределение затрат в комплексном производстве является одним из центральных вопросов, ответ на который лежит не в физической, а в экономической плоскости.

В-третьих, требуется обеспечивать дальнейшее улучшение всех составляющих подсистем теплофикации в связи с появлением новых

технологий, материалов, подходов к организации производства: снижение рассеяния энергии у тепловых потребителей; совершенствование тепловых сетей; гибкое управление и реагирование на изменение ситуации; повышение экономичности энергогенерирующих источников, например за счет увеличения степени интеграции введением в их состав двигателей внутреннего сгорания, тепловых аккумуляторов и т. д.

Высокая стоимость традиционных теплоэлектроцентралей (1200–2000 дол./кВт), длительные сроки строительства (порядка 10 лет) и возврата инвестиций (10 и более лет) не позволяют привлечь к теплофикационному обеспечению в тепловой энергии мелких потребителей. В настоящее время прежняя ориентация на строительство крупных ТЭЦ начинает истощать себя и в создавшихся экономических условиях становится более целесообразным строительство малых теплоэлектроцентралей. Малые ТЭЦ не противопоставляют, а дополняют крупные теплоэлектроцентрали. Общий потенциал когенерационных распределенных мощностей промышленных предприятий Республики Беларусь оценивается в 3,5 ГВт. Новым направлением является создание мини-ТЭЦ мощностью от сотен киловатт до 1–3 МВт на базе действующих котельных, путем надстройки действующих котлов двигателями внутреннего сгорания.

Факторы, качественно расширяющие круг тепловых потребителей, вовлекаемых в сферу мини-ТЭЦ: температура тепловых операций, сопрягаемых с когенерационной выработкой электроэнергии; децентрализация, позволяющая интегрировать двигатели внутреннего сгорания с отдельными потребителями энергии дымовых газов, в том числе теплотехнологическими; возможность осуществления прямого привода единичных потребителей большой мощности; возможность работы с большой гаммой газообразных топлив: от биогаза и газов

с крайне низкой теплотворной способностью до попутных нефтяных газов, которые отличаются наибольшей теплотой сгорания.

Фактором, связанным с повышенной энергетической эффективностью технологии производства электроэнергии на базе газовых тепловых двигателей, является большая удельная вы-

работка электроэнергии на единицу отпущенной тепловой энергии. Для когенерационных установок на базе газотурбинного двигателя и газопоршневого агрегата эта важная характеристика теплофикации имеет соответственно величину не менее 0,5 кДж/кДж (0,6 МВт·ч/Гкал). Газопоршневые агрегаты вырабатывают два тепловых потока: с водой систем охлаждения и с выхлопными газами. На базе энергии только дымовых газов удельная выработка электроэнергии

составляет 1,3 кДж/кДж, или 1,5 МВт·ч/Гкал; энергетический КПД когенерационных комплексов находится в пределах 83–95 %, в зависимости от типа двигателей внутреннего сгорания и характера сопрягаемой с ним теплотехнологии; эксергетический КПД процессов генерации, требуемых для технологических потребителей энергопотоков, находится в диапазоне 70–80 % и, что, очевидно, также в зависимости от типа двигателей внутреннего сгорания и характера сопрягаемой с ним теплотехнологии.

Приоритетным направлением в развитии энергетической системы Республики Беларусь как на ближайшие годы, так и перспективу является снижение зависимости страны от импорта энергоносителей.

Из внешних угроз наиболее значимой для ТЭС можно назвать рост цен на импортируемые топливно-энергетические ресурсы, которые используются на электростанциях для генерации энергии. Вместе с тем, обзор литературных источников не дает однозначной трактовки по темпам роста и абсолютным ценам на энергетические ресурсы (табл. 1, 2).

Учитывая специфику исследования, касающегося непосредственно генерирующих источников ЭЭС, доминирующей составляющей

энергетической безопасности становится надежность работы оборудования тепловых электростанций. Из комплекса индикаторов энергетической безопасности, предложенного в [1], наиболее существенными для тепловых электростанций можно назвать: долю ТЭС, способных работать на двух и более взаимозаменяемых видах топлив; износ основных производственных фондов (ОПФ); обеспеченность запасами топлива; отношение инвестиций в предприятие к стоимости ОПФ.

ВЫВОДЫ

Выполненный анализ показал, что в республике в настоящее время обеспечивается надежное энергоснабжение на базе тепловых электрических станций. Вместе с тем, повышение уровня энергетической безопасности Белорусской энергосистемы может быть обеспечено за счет внедрения современных парогазовых блоков с КПД не менее 57 %, модернизации существующего оборудования на ТЭЦ с использованием новейших газотурбинных технологий, перевода работы паровых турбин в режим ухудшенного вакуума, выполнения мероприятий по улучшению структуры выработки электроэнергии на ТЭЦ, а также вывода из эксплуатации неэкономичного, морально и физически устаревшего оборудования с КПД менее 39 %, что позволит снизить удельный расход топлива на производство электроэнергии в целом по энергосистеме в 2015 г. на 10 %. Дальнейшее развитие ТЭС возможно как с широким привлечением когенерационных установок на базе газовых турбин и двигателей внутреннего сгорания, так и с использованием местных видов топлива.

Таблица 1

Динамика контрактной цены на природный газ для Республики Беларусь с прогнозом до 2015 г. [5]

Год	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Цена природного газа, дол./1000 м ³	119 (177)	150	235	365	388	410	406	370

Таблица 2

Прогноз цен на основные энергоресурсы, дол./т у. т. [6]

Энергоресурс	Республика Беларусь				Россия			
	2010	2015	2020	2025	2010	2020	2025	2030

Энергоресурс	Республика Беларусь				Россия			
	2010	2015	2020	2025	2010	2020	2025	2030
Нефть	265	360	470	590	140	165	170	175
Газ	230	300	385	460	60	85	95	105
Уголь	80	100	135	170	50	70	80	90
Уран	22	33	46	59	—			

С целью диверсификации топливного баланса весьма перспективным, но требующим тщательного обоснования и комплексного подхода является строительство мини-ТЭЦ на местных видах топлива.

Одним из перспективных направлений повышения энергобезопасности республики является развитие децентрализованных схем энергоснабжения на базе мини-ТЭЦ. Децентрализованная схема теплоснабжения имеет высокий коэффициент использования топлива, позволяет увеличить объем производства электроэнергии по теплофикационному циклу и снизить затраты на тепловые сети. Одновременно ввод значительного числа небольших по мощности когенерационных агрегатов повысит «живучесть» электроэнергетической системы и энергетическую безопасность Республики Беларусь.

Определение вида угроз является, несомненно, важным элементом механизма управления энергетической безопасностью системы, однако не единственным. Следующим элементом этого процесса является оценка пороговых значений индикаторов угроз, при которых не нарушаются устойчивое развитие экономической системы, а также разработка мер по пре-

дотвращению или исключению угроз, если значения их индикаторов не соответствуют нормативным.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Концепция** энергетической безопасности Республики Беларусь: Указ Президента Респ. Беларусь, 17 сент. 2007 г., № 433 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2007.
2. **Никитенко, П. Г.** Методологические подходы к оценке уровня энергетической безопасности Республики Беларусь / П. Г. Никитенко, Г. Т. Кулаков, В. М. Цилибина // Наука и инновации. – 2006. – № 5. – С. 25–31.
3. **Озерец, А. В.** В стране активно вводятся высокоэффективные генерирующие мощности / А. В. Озерец // Международная жизнь. – 2009. – № 5.
4. **Стратегия** развития энергетического потенциала Республики Беларусь: утв. постановлением Совета Министров Респ. Беларусь, 9 авг. 2010 г., № 1180 // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2010. – № 198. – 5/32338.
5. **Кузьмин, Г. В.** Прогноз цены природного газа для Республики Беларусь / Г. В. Кузьмин // Энергия и менеджмент. – 2008. – № 1. – С. 13–43.
6. **Молочко, А. Ф.** Цены на энергоносители: сценарии роста / А. Ф. Молочко // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 5. – С. 20–24.

Поступила 30.03.2011