
УДК 621.311.22

Н.В.СИТНИК, магистрант (БНТУ)

Научный руководитель С.А. КАЧАН, к. т. н., доцент (БНТУ)

г. Минск

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАГРУЗКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЗА СЧЕТ ВВОДА ЭЛЕКТРОКОТЛОВ

После ввода в эксплуатацию двух «базовых» блоков Белорусской АЭС суммарной мощностью 2388 МВт в периоды суточного уменьшения потребления электрической энергии возникнет избыток генерации. Даже при снижении мощности всех действующих в энергосистеме Беларуси тепловых электростанций до технического минимума этот избыток составит по оценкам около 950 МВт в отопительный период и примерно 750 МВт в межотопительный период [1].

В условиях ограничений по экспорту электрической энергии в период провала нагрузки необходимо будет либо переводить часть КЭС и ТЭЦ в запроектный режим эксплуатации с ежесуточными пусками и остановами, что приведет к увеличению расхода топлива на пуски и остановки и к повышению расходов на текущий и капитальный ремонт; либо увеличивать электропотребление в эти периоды.

Для выполнения комплекса мер по режимной интеграции Белорусской АЭС на ряде действующих электростанций страны предлагается установка водогрейных электродкотлов и баков-аккумуляторов. При передаче части тепловой нагрузки с паровых котлов на электродкотлы снижается отпуск электроэнергии от станции на величину, потребляемую электродкотлами, что компенсируется выработкой на АЭС. Без реализации такого проекта возникнет необходимость в разгрузке АЭС.

Отметим также, что ремонтный цикл энергоблоков Белорусской АЭС представляет плановый ежегодный останов энергоблоков АЭС в текущий ремонт с частичной перезагрузкой топлива, останов один раз в два года для среднего ремонта и останов один раз в восемь лет для выполнения капитального ремонта с полной перезагрузкой топлива.

В настоящее время Лукомльская ГРЭС – крупнейшая ТЭС Республики Беларусь, выполняющая функции системного регулятора частоты и мощности. После ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС энергоблоки ст. №№ 1–8 Лукомльской ГРЭС будут задействованы в создании нормативной величины холодного резерва мощности. Включение их в работу будет обусловлено, прежде всего, необходимостью обеспечения баланса

электрических мощностей республики в период регламентных остановов энергоблоков АЭС.

В 2019 году начались работы по реконструкции системы теплоснабжения Лукомльской ГРЭС [1, 2]. Первая очередь строительства предусматривает установку двух паровых котлов; вторая очередь строительства – ввод в эксплуатацию двух электрических котлов типа ZETA ZVP 2840 установленной мощностью 40 МВт каждый (в сумме около 68,8 Гкал/ч), а также системы аккумулирования теплоты. Минимальная нагрузка одного электрокотла – 8 МВт (около 6,8 Гкал/ч).

В комплект поставки каждого электрокотла входит подогреватель сетевой воды (по одному на каждый котел), насосы замкнутых контуров (по два на каждый котел), установки поддержания давления и подпитки замкнутых контуров, соединяющие трубопроводы и арматура.

Оборудование представляет собой двухконтурную систему. Первый, замкнутый контур, связан с котлом, второй - с подогревом сетевой воды.

В первом контуре вода нагревается в котле. Насос данного контура обеспечивает циркуляцию воды между котлом и теплообменником. Бак запаса воды в установке поддержания давления поддерживает необходимый объем воды в первом контуре, в зависимости от соотношения холодной и горячей воды. Во втором контуре происходит нагрев сетевой воды в подогревателе сетевой воды, за счет тепловой энергии, произведенной электрокотлом.

Рабочий объем бака-аккумулятора 4500 м³.

Оценим технико-экономическую эффективность ввода электрокотлов в системе теплоснабжения Лукомльской ГРЭС.

В результате установки электрокотлов сократится расход органического топлива на отпуск тепловой энергии примерно на $\Delta B_{т,год} = 13,5$ тыс. т у.т./год [2].

Отказ от необходимости останова блоков ПГУ и ТЭЦ приведет к дополнительной выработке электрической энергии на данных блоках на величину, равную увеличению потребления электроэнергии котельной в результате установки электрокотлов. Сохранение в работе трех блоков ПГУ-400 МВт и 13 блоков ТЭЦ с нагрузкой близкой к минимальной приведет к дополнительному расходу топлива около $\Delta B_{э,год} = 24$ тыс. т у.т./год [2].

Увеличение расхода топлива составит

$$\Delta B_{год,топл} = \Delta B_{э,год} - \Delta B_{т,год} = 24 - 13,5 = 10,5 \text{ тыс. т у.т./год.}$$

При этом средневзвешенный удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, на оборудовании, остающемся в работе, в результате ввода электрокотлов, составит по оценкам [2] $b_{э,ср} = 246,2$ г у.т./кВт·ч.

По данным [1] расход топлива на пуск блока ПГУ-400 МВт после 6 часового останова составляет $V_{\text{пуск,ПГУ}} = 60,1$ т у.т., на пуск блока ТЭЦ усредненной мощности 100 МВт – $V_{\text{пуск,ТЭЦ}} = 45$ т у.т.

Снижение расхода топлива за счет сокращения пусков-остановов блоков составит: 8,9 тыс. т у.т. в отопительный период и 0,4 тыс т у.т. в неотопительный период, что соответствует $\Delta V_{\text{пуск}}^{\Sigma} = 9,3$ тыс т у.т./год.

Таким образом, суммарный перерасход топлива за счет ввода электрокотлов для обеспечения работы АЭС в базовом режиме в период провала нагрузки энергосистемы оценивается в размере

$$\Delta V_{\text{год}} = \Delta V_{\text{год,топл}} - \Delta V_{\text{пуск}}^{\Sigma} = 10,5 - 9,3 = 1,2 \text{ тыс. т у.т./год.}$$

При стоимости топлива $C_{\text{т}} = 140$ долл/т у.т. увеличение расходов на него составит

$$\Delta Z_{\text{т,год}} = 1,2 \cdot 140 = 168 \text{ тыс. долл /год.}$$

Как видно, проект не является энергосберегающим мероприятием, однако позволяет избежать работы ТЭЦ и КЭС в режимах ежесуточного пуска-останова.

При использовании мощностей на ТЭЦ и КЭС в режиме ежесуточных пусков-остановов сокращаются эквивалентные сроки их эксплуатации и, по этой причине, для поддержания такого оборудования в работоспособном состоянии требуются повышенные затраты на его обслуживание, которые согласно оценкам РУП «БелТЭИ» составляют $Z_{\text{рем}} = 41,6$ млн. долл. в год для мощности 945 МВт или $Z_{\text{рем,уд}} = 0,044$ млн. долл./МВт [1].

Для котельной Лукомльской ГРЭС эквивалентная эффективная мощность электрокотлов с учетом режимов их работы составит $Q_{\text{ЭК,эфф}} = 35,7$ МВт.

Снижение затрат на капитальные и текущие ремонты ориентировочно равно

$$\Delta Z_{\text{рем,год}} = Z_{\text{рем,уд}} Q_{\text{ЭК,эфф}} = 0,044 \cdot 35,7 = 1,57 \text{ млн. долл./ год.}$$

Дополнительные постоянные издержки, связанные с вводом в эксплуатацию электрокотлов (амортизация, расходы на ремонт, прочие затраты) составят около $\Delta Z_{\text{пост,год}} = 0,678$ млн долл/год.

Системный эффект от реализации проекта

$$\Delta Z_{\text{год}} = \Delta Z_{\text{рем,год}} - \Delta Z_{\text{т,год}} - \Delta Z_{\text{пост,год}} =$$

$$= 1,57 - 0,168 - 0,678 = 0,68 \text{ млн. долл/год}$$

При удельных затратах $K_{уд} = 135,6$ долл./кВт общая стоимость строительства по сводному сметному расчету $K = 10,85$ млн долл.

Простой срок окупаемости составит

$$T_{ок} = K/\Delta Z_{год} = 10,85 / 0,68 = 15,9 \text{ года.}$$

В заключение отметим, что, как видно из приведенного выше анализа, ввод электрокотлов на Лукомльской ГРЭС имеет системный эффект и позволяет отказаться от регулирования нагрузки энергосистемы после ввода Белорусской АЭС за счет пуска-останова существующего генерирующего оборудования.

Список литературы:

1. Реконструкция системы теплоснабжения Лукомльской ГРЭС. Архитектурный проект. 702-ПЗ-АП15. Книга 3 Технологические решения // Министерство энергетики РБ. ГПО «Белэнерго». РУП «Белнипиэнергопром». – М. 2017.
2. Реконструкция системы теплоснабжения Лукомльской ГРЭС. Архитектурный проект. 702-ПЗ-АП15. Книга 13 Эффективность инвестиций // Министерство энергетики РБ. ГПО «Белэнерго». РУП «Белнипиэнергопром». – М. 2017.

Информация об авторах:

Ситник Николай Васильевич, магистрант, БНТУ, 220013, г. Минск, пр. Независимости, д. 65, nikolai_sitnik@rambler.ru

Качан Светлана Аркадьевна, к.т.н., доцент, БНТУ, 220013, г. Минск, пр. Независимости, д. 65, s.a.kachan@bntu.by