

УДК 621.1

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ПОСЛЕ ВВОДА БЕЛАЭС С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕКТРОКОТЛОВ И АККУМУЛЯТОРОВ ТЕПЛОТЫ (НА ПРИМЕРЕ ГРОДНЕНСКОЙ ТЭЦ-2)

Коробец П.Н.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Карницкий Н.Б.

В текущей пятилетке в энергетической отрасли Республики Беларусь наиболее значимым мероприятием является строительство Белорусской атомной станции (далее - АЭС) суммарной установленной мощностью 2400 МВт. Пуск первого блока мощностью 1200 МВт запланирован в 2019 году, второго - в 2020 году.

Интеграция АЭС не только обеспечит замещение порядка 4 млрд. м³ природного газа в топливно-энергетическом балансе Беларуси, но и существенно изменит структуру баланса электрических мощностей объединенной энергетической системы страны (далее - ОЭС).

В настоящее время, когда прирост потребления электроэнергии в стране ниже запланированного, возникает проблема эффективной режимной интеграции АЭС в баланс энергосистемы в части прохождения ночных провалов нагрузок. Небаланс при этом составляет 1065 МВт.

Для выравнивания суточных графиков нагрузки энергосистемы возможно применение электродкотлов и баков-аккумуляторов теплоты на энергоисточниках. Такой вариант можно рассмотреть на примере Гродненской ТЭЦ-2, поскольку из общей генерации вытесняются традиционные регуляторы мощности (КЭС), и решение комплекса задач невозможно без участия ТЭЦ. Использование электродкотлов в прогнозируемой ситуации абсолютно необходимо, поскольку, с одной стороны, создает гибкость в части обеспечения нагрузок и допускает возможность косвенного резервирования мощности в энергосистеме в ночные часы. При необходимости передачи тепловых нагрузок от электродкотлов на традиционные теплогенерирующие установки снижается электропотребление в соответствии с требованиями устранения дефицита мощности. С другой — передача нагрузки от электродкотельной на отборы ТЭЦ даст прирост генерации электроэнергии.

Тепловые аккумуляторы должны работать в противофазе: заряжаются днём за счёт увеличения пропуска пара в отборы и генерации большего количества дешевой электроэнергии от ТЭЦ в часы дневных максимумов. Разрядка аккумуляторов происходит в часы ночного провала потребления электроэнергии, когда отключаются отборы для снижения её генерации. При этом показатели ТЭЦ не ухудшаются, поскольку пиковые мощности на базе прямого сжигания топлива для этих целей не привлекаются. [1]

Гродненская ТЭЦ-2 сегодня является самой крупной тепловой электростанцией области, обеспечивающей теплом и электроэнергией как промышленные предприятия, так и часть коммунального и жилищного сектора города над Неманом.

Эксплуатируемое оборудование:

- турбоагрегат типа ПТ-70-12,8/1,28 мощностью 70 МВт;
- турбоагрегат типа ПТ-60-130/13 мощностью 60 МВт;
- турбоагрегат типа Р-50-130/13 мощностью 50 МВт;
- турбоагрегат типа ТГ 0,75 ПА/6,3 Р13/4 мощностью 0,75 МВт;
- газовая турбина PG 9171E мощностью 121,7 МВт;
- 5 котлоагрегатов типа БКЗ-320-140 ГМ производительностью 320т/ч каждый;
- котёл-утилизатор HRSG 206-14,1-555/28-1,5-285 производительностью 206т/ч по острому пару, 28 т/ч по пару 13 ата и 27 Гкал/ч по сетевой воде;
- 2 пиковых водогрейных котла типа ПТВМ-100 производительностью 100 Гкал/ч при работе на природном газе и 75 Гкал/ч при работе на мазуте каждый;
- пиковый водогрейный котёл типа КВГМ-180-150-2 производительностью 180 Гкал/ч при работе на природном газе.

Установленная мощность:

- электрическая – 302 МВт;
- тепловая энергетических котлоагрегатов - 940 Гкал/ч;
- тепловая пиковых водогрейных котлов - 380 Гкал/ч;
- тепловая котла утилизатора - 160 Гкал/ч;
- тепловая мощность отборов турбин - 508 Гкал/ч.

Источник водоснабжения - река Неман. Система технического водоснабжения - обратная с градирнями.

Система горячего водоснабжения - закрытая. Максимальная температура в тепловых сетях 150 °С. Расчетный отпуск пара потребителю составляет 732 т/ч.

Расчетный режим работы бака-аккумулятора в отопительный период при нулевой температуре наружного воздуха и равномерном отпуске теплоты с сетевой водой в течение суток: тепловая нагрузка – 320 Гкал/ч, электрическая мощность паровых турбин при работе по тепловому графику – 165 МВт, пиковые котлы отключены, расход сетевой воды составляет 8000 т/ч.

При наличии в схеме бака-аккумулятора есть возможность, догружая пиковые бойлера, аккумулировать порядка 70 Гкал в час теплоты в бак. При этом станция, в дневное время на протяжении 16 часов саккумулирует 1120 Гкал теплоты из отборов турбин, тем самым увеличит мощность на 15 МВт. В ночное время в течение 8 часов станция разгружается по электрическому графику. Если предположить, что паровые турбины при этом будут работать в конденсационном режиме с нагрузками по 3-5 МВт (с отключенными регулируемые отборами), то схема теплоснабжения предлагается следующая:

- включаются электродкотлы с нагрузкой 60 МВт (52 Гкал/ч);
- параллельно из бака теплота в количестве 140 Гкал/ч и расходом теплоносителя около 4500 т/ч подается на город;
- недостаток теплоты в количестве 128 Гкал/ч будет покрываться пиковыми бойлерами, работающими от БРОУ-140/13 (108 Гкал/ч) и ГПСВ ГТУ (20 Гкал/ч).

С технической точки зрения:

- реконструкция ТЭЦ с установкой бака-аккумулятора позволит сделать довольно гибкую схему теплоснабжения потребителей и «живучий» режим работы оборудования станции в условиях глубоких ночных электрических разгрузок при вводе первого блока АЭС в эксплуатацию;

- емкость бака-аккумулятора оценивается в 36800 м³, что в случаях аварийных ситуаций, связанных с целостностью резервуара, создаст серьезные техногенные последствия.

С экономической точки зрения:

- электроэнергия, отпускаемая от Гродненской ТЭЦ-2, в условиях рынка будет выглядеть более привлекательной по цене в сравнении даже с другими ТЭЦ. Этот вопрос не рассматривается в рамках удешевления стоимости электроэнергии в условиях энергорынка, а показывает эффективность внедрения в тепловую схему электродкотлов и тепловых аккумуляторов по сравнению с теми ТЭЦ, на которых не реализована такая схема. При этом дополнительная выработка электроэнергии оценивается на уровне 7,2 млн. кВтч в месяц;

- схема будет эффективной при относительно теплой зиме с температурой наружного воздуха не ниже нуля, когда паровые турбины недогружены по электрической мощности.

Устанавливаемые электродкотлы на ТЭЦ мощностью 60 МВт следует рассматривать как наиболее действенное средство использования теплофикационных турбоагрегатов в маневренном режиме с разгрузкой их по электрической мощности в ночные часы, поскольку обеспечивают максимальное снижение выдачи электрической мощности в энергосистему при значительно меньшей разгрузке непосредственно турбоагрегата. В энергетическом отношении применение электродкотлов приведет к незначительному повышению удельных расходов топлива на производство электроэнергии, что можно рассматривать как приемлемую плату за полученную при этом дополнительную маневренную мощность при

сохранении работы теплофикационных турбоагрегатов со значительно меньшей фактической разгрузкой.

Выбор оптимальной структуры генерирующих мощностей должен включать в себя учет режима их использования. Это позволяет выбрать технически приемлемую структуру, обеспечивающую возможность их существенной разгрузки в ночное время суток для прохождения ночного минимума нагрузки, как в отопительный, так и неотопительный периоды года с последующей их разгрузкой до пиковой нагрузки энергосистемы в остальное время суток. Помимо базовых генерирующих мощностей, основную роль в которых будет играть АЭС и действующие мощности, структуру формируют парогазовые и газотурбинные установки, используемые в базовом, полупиковом и пиковом режимах, а также гидро- и ветроэнергоустановки [2].

Литература

1. В.Н. Романюк, д. т. н., профессор, А. А. Бобич, м. т. н., РУП «БЕЛТЭИ», БНТУ "К вопросу о диверсификации вариантов регулирования мощности генерации Белорусской энергосистемы" от 09.02.2016 года <http://www.broad-ctx.by/>.

2. Дмитриев, Г. М. Выбор оптимальной структуры генерирующих мощностей в Белорусской энергосистеме / Г. М. Дмитриев, Л. П. Падалко // Журнал «Энергетика и ТЭК» - 2012. - № 9/10 (114/115). - С. 13