

УДК 621.181

РЕЗЕРВИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЗА СЧЕТ ТЭЦ ПРИ ПУСКЕ АЭС

Запасник В.А.

Научные руководители – д.т.н., профессор Карницкий Н.Б., м.т.н. Коробец П.Н.

В текущем 2019 году намечен ввод первого энергоблока мощностью 1196 МВт на Белорусской АЭС, в дальнейшем с пуском аналогичного энергоблока мощность АЭС возрастет до 2400 МВт. Наличие внешних факторов (сбыт электроэнергии в соседние государства, изменение цены на углеводородные энергоносители) и внутренних (изменение за последние годы структуры энергосистемы Республики Беларусь за счет ввода мощных ПГУ серии 400 МВт, гидроэлектростанций, газотурбинных установок и др.) потребуют решения целого ряда задач, включая резервирование мощности и регулирование частоты за счет привлечения имеющихся внутренних электрогенерирующих мощностей и построенных в ближайшее время мобильных энергоисточников общей мощностью порядка 700 МВт.

К резервированию и регулированию частоты будут привлечены энергоблоки 300 МВт Лукомльской ГРЭС, а также ряд ТЭЦ, оснащенных электродкотлами и баками-аккумуляторами горячей воды. К таким ТЭЦ можно отнести Гомельскую ТЭЦ, уже оснащенную электродкотлами суммарной мощностью 80 МВт, а также Гродненскую ТЭЦ-2, на которой планируется установка электродкотлов по 30 МВт и соответствующих им баков-аккумуляторов. При этом важен период и время востребованности этих мощностей. Современная теплоэлектроцентраль имеет специфику, заключающуюся, прежде всего, в выполнении диспетчерских заявок на электрическую нагрузку, задаваемую с учетом величины тепловых нагрузок. Невыполнение такого графика электрических нагрузок с увязкой с тепловой расценивается в худшем случае как авария, в более благоприятном варианте как брак в работе. Таким образом, на ТЭЦ должна выполняться двуединая задача, причем важно, как выполнение графика электрических нагрузок, так и поддержание заданных параметров теплоносителей, отпускаемых тепловому потребителю. При этом следует учитывать и такой фактор, как неравномерность потребления электрической и тепловой нагрузок в течение суток, недели, отопительного и межотопительного периодов в течение календарного года.

В результате ввода на Белорусской АЭС электрогенераторных мощностей, предназначенных для работы в базовой части электрического графика, возникнуть ситуации перевода части ГРЭС и ТЭЦ в нерасчетный режим эксплуатации с частыми пусками и остановами, установленного на них оборудования, часто изначально не предназначенного для таких режимов работы. В базовой части желательно работа крупных ТЭЦ, имеющих высокие технико-экономические показатели по сравнению с конденсационными электростанциями.

При существующей структуре электрогенерирующих мощностей в настоящее время основной проблемой их баланса является прихождение ночных минимумов в отопительный период, так как в структуре электрогенерации ТЭЦ занимают большую долю, при этом выработка ими электроэнергии зависит от теплового потребителя, как производственного, так и жилищно-бытового в течении суток и других временных интервалов.

Интеграция АЭС в Белорусскую энергосистему в 2020 году существенно изменит баланс электрических мощностей ОЭС Беларуси, при этом значительно сократится доля КЭС в покрытии максимума электропотребления. Если в 2013 году она составляла практически треть, то с вводом Белорусской АЭС понизится до 15 %. Таким образом роль КЭС для покрытия переменной части графика электрических нагрузок будет сведена до минимума, а для покрытия этой части графика будут привлекаться энергоблоки ПГУ всех типов, паросиловые теплофикационные энергоблоки и пиковые мобильные энергоисточники. Электроснабжение потребителей в течение отопительного периода почти полностью перейдет к АЭС и ТЭЦ.

Касательно Гродненской ТЭЦ-2, работающей в основном по тепловому графику нагрузок с минимальным расходом пара в конденсаторы турбин ПТ-70-130/13 и ПТ-60-130/13, обеспечивая тепловые нагрузки ОАО «Гродно Азот» и отопительных нагрузок ЖКХ г. Гродно. Турбина Р-50-130/13 работает в режиме противодействия, блок ГТУ работает с нагрузкой близкой к максимальной.

В межотопительный период коэффициент неравномерности суточного графика генерации составляет порядка 0,88. В тоже время, как свидетельствует график характерных суток отопительного периода, коэффициент неравномерности снижается до 0,65, что свидетельствует о существенном привлечении Гродненской ТЭЦ-2 к разгрузкам в часы ночного минимума.

С учетом ввода АЭС будут наблюдаться особые сложности прохождения ночных провалов нагрузок в энергосистеме. В случае использования мощностей ТЭЦ возникает ситуация, когда в целях разгрузки по электрической мощности теплофикационных турбин в ночное время предусмотреть установку электрокотлов для подогрева сетевой воды в режимах разгрузки турбин ниже теплового минимума, либо разгрузка будет осуществляться за счет подогрева сетевой воды теплом, вырабатываемом в электрокотлах.

Разгрузка отборов турбин на электрокотлы выгоднее по сравнению с разгрузкой на паровые котлы ТЭЦ. С энергетической точки зрения применение электрокотлов на ТЭЦ приведет к повышению удельных расходов топлива на производимую электроэнергию в среднем на 0,04-0,08 %, что вполне оправдано. Положительная сторона использования электрокотлов состоит в резком сокращении глубины разгрузки турбоагрегатов типа Т и ПТ по электрической мощности в пределах 15-17 %.

С ростом спроса в энергосистеме на маневренную полупиковую мощность при вводе АЭС достоинство электрокотлов становится весьма важным, так как расширяет диапазон маневренной мощности на ТЭЦ вплоть до полного отказа в выдаче мощности в энергосистему при сохранении выполнения выдачи

тепловой энергии потребителям. Суммарное снижение мощности вышеуказанной ТЭЦ без учета нагрузки собственных нужд составит 170-190 МВт. В межотопительный период при отопительной тепловой нагрузке в ночное время равной 50 Гкал/ч и мощности электрокотлов 20 МВт, снижение мощности ТЭЦ составит порядка 60 МВт.

Видно, что ТЭЦ будет играть существенную роль в качестве регулятора мощности в энергосистеме. С учетом наличия в белорусской энергосистеме значительного количества теплоэлектроцентралей – вышесказанные подходы можно будет использовать широко при сохранении практически неизменной экономичности установленных на ТЭЦ турбоагрегатов и электрокотлов.

Рассмотрим еще одно очень важное устройство на ТЭЦ, позволяющее в период минимального электропотребления – это баки-аккумуляторы сетевой воды. Передавая горячую (прямую сетевую) воду с температурой 95-120 °С из верхней части бака в систему теплоснабжения синхронной подачей обратной сетевой холодной воды в нижнюю часть бака-аккумулятора, тем самым осуществляя его разрядку. В период же максимального электропроизводства баки-аккумуляторы выполняют функцию потребителя теплоты, забирая воду из системы теплоснабжения в верхнюю часть с одновременной передачей подогретой воды в систему теплоснабжения (зарядка бака-аккумулятора). Баки-аккумуляторы должны работать в противофазе, заряжаясь днем за счет увеличения пропуска пара в отборы, генерируя дешевую электроэнергию в часы дневных пиков. Разрядка баков-аккумуляторов происходит в ночные провалы графика электрических нагрузок за счет использования электрокотлов при снижении расхода пара в отборы турбин.

Режим работы бака-аккумулятора в отопительный период при относительно высокой температуре (0 °С), тепловой нагрузкой 320 Гкал/ч, с расходом сетевой воды 8000 т/ч, электрической мощностью 165 МВт будет характеризоваться следующими показателями: в дневное время на протяжении 16 часов появляется возможность саккумулировать 70 Гкал/ч теплоты, при этом ТЭЦ увеличивает мощность на 15 МВт.

В ночное время в течение 8 часов ТЭЦ разгружается по электрическому графику. При этом паровые турбины будут работать в конденсационном режиме с нагрузками 3-5 МВт. Из баков-аккумуляторов с сетевой водой с расходом 4500 т/ч будет отпущено порядка 180 Гкал/ч теплоты. Остальное количество тепловой нагрузки будет компенсировано пиковыми сетевыми подогревателями.

В заключение отметим некоторые технические характеристики электрокотлов (таблица 1) и баков-аккумуляторов.

Электродные котлы ZETA (Швеция) выпускаются как для подключения с изолированной нейтралью (тип ZVPI), так и для подключения с непосредственным заземлением нейтрали (тип ZVP). Котел оборудован электродной системой, состоящей из трех или шести фазных электродов (один либо два на фазу), одного нейтрального электрода и трех либо шести регулирующих заслонок. Для выполнения требований надежности электрокотел изготовлен по двухконтурной схеме – первичный (замкнутый)

контур котла и вторичны (разомкнутый) контур системы теплоснабжения потребителя, разделенные теплообменником. В первичном контуре вода нагревается в котле. Посредством циркуляционного насоса вода перемещается между котлом и теплообменником. Сетевая вода нагревается во вторичном контуре теплообменника и поступает в систему теплоснабжения потребителя. Для поддержания в замкнутом контуре необходимого объема воды и давления при температурных расширениях воды предусматривается автоматическая установка поддержания давления и подпитки замкнутого контура за счет насосной установки и расширительных баков.

Для обеспечения необходимых свойств воды: электропроводности и показателя рН предусматривается установка подготовки добавочной воды для подпитки и заполнения первичного контура (дозировочная станция). В качестве реагентов используется едкий натр и тринатрийфосфат. Вода в котле не должна содержать растворенные кислород и углекислый газ во избежание образования накипи и процессов коррозии. Высокое содержание в воде катионов железа или высокая проводимость вызывают ускоренный износ электродов.

Таблица 1

Технические характеристики водогрейных котлов ZETA

Показатели	Тип котла	
	ZVPI/ZVP	ZHPI/ZHP
Расчетная температура первичного контура, °С	130-135	160
Расчетное давление первичного контура, бар	5-6	10
Рабочее давление первичного контура, бар	2-4	6
Рабочая температура первичного контура, °С: – выход; – вход	120 90	145 –
Рабочая температура вторичного контура, °С: – выход; – вход	110-115 70	120 –

В период минимального электропотребления аккумулятор теплоты выполняет функцию дополнительного теплоисточника, в период максимального электропотребления бак-аккумулятор выдает теплоту в виде горячей воды потребителю.

В атмосферных аккумуляторах температура горячей воды поддерживается на уровне 95-100 °С, в аккумуляторах с повышенным давлением – до 120 °С.

В составе Белорусской энергосистемы имеется 31 ТЭЦ, из которых 10 – высокого и повышенного давления. Эти станции представляют практический интерес для поставленной выше задачи с предлагаемым сценарием их работы

при вводе Белорусской АЭС. Величину требуемого снижения генерации можно распределить между этими ТЭЦ разными способами и на базе доли ТЭЦ в снижении мощности энергосистемы определяются соответствующие ей ёмкость тепловых аккумуляторов и необходимое увеличение мощности генерации электроэнергии в часы максимума нагрузок, обеспечивающие требуемую аккумуляцию тепловой энергии для её отпуски в ночные часы в соответствии с потребностью. Снижение необходимой ёмкости центральных аккумуляторов может быть достигнуто за счет установки тепловых аккумуляторов у её потребителей и перед распределительной сетью.

Мотивация потребителя может заключаться в применении дифференцированных тарифов на тепловую энергию. В часы дневных максимумов тариф снижается для стимуляции аккумуляции тепловой энергии, в часы ночных провалов электропотребление – увеличивается. Такой опыт уже имеется в Дании. Установка баков-аккумуляторов для теплового аккумулирования является рентабельным способом совершенствования КПД ТЭЦ. Аккумулирующее оборудование позволяет гибко планировать выработку электроэнергии. Генерирующие блоки можно останавливать на протяжении ночи и/или в выходные дни, когда имеется достаточный объем аккумулирования.

Литература

1. Скоровородцев, С.В. Выдача мощности Белорусской АЭС / С.В. Скоровородцев. – Минск: Энергия и менеджмент, 2014. – № 4–5. – С. 20–23.
2. Ковалев, Д.В. Перспективные режимы работы генерирующего оборудования в составе Белорусской энергосистемы после 2020 года / Д.В. Ковалев. – Минск: Энергетическая стратегия, 2014. – № 4. – С.20–23.