

УДК 621.181

Н.Б. КАРНИЦКИЙ, д.т.н., профессор (БНТУ)
П.Н. КОРОБЕЦ, магистрант (БНТУ)
г. Минск, Республика Беларусь

РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ПОСЛЕ ВВОДА БЕЛОРУССКОЙ АЭС С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕКТРОКОТЛОВ И АККУМУЛЯТОРОВ ТЕПЛОТЫ НА ПРИМЕРЕ ГРОДНЕНСКОЙ ТЭЦ-2

Тепловая электрическая станция как промышленное предприятие характеризуется специфическими особенностями, прежде всего непрерывностью работы по диспетчерскому графику электрических нагрузок, задаваемому с учетом наличия и величины тепловых нагрузок. Невыполнение графика оценивается как авария или брак в работе. Поэтому усилия персонала направлены на выполнение заданного графика нагрузок при одновременном обеспечении высокой экономичности и качества отпускаемой энергии. Для этого оборудование должно быть в хорошем состоянии, персонал - достаточно квалифицированным, а режимы эксплуатации электростанции основываться на обоснованно разработанных режимных картах выбора состава работающих агрегатов и распределения нагрузки между ними. [1]

Неравномерность графика потребления энергии приводит к появлению суточных пиков нагрузки энергосистемы (утренние и вечерние максимумы суточной нагрузки), на покрытие которых требуется соответствующая генерирующая мощность. Число часов использования этой мощности сравнительно невелико и поэтому затраты на нее являются малоэффективными. Для снижения указанных затрат необходимо выравнивание суточных графиков потребления электроэнергии и снижение пиков нагрузки потребителей [2].

Режимы производства и потребления электроэнергии взаимосвязаны. Энергосистема вынуждена обеспечивать покрытие графика нагрузки потребителей со всеми его «пиками». Покрытие неравномерностей графика нагрузки связано со значительными затратами на сооружение дополнительных генерирующих агрегатов и электростанций, с увеличением расхода топлива и эксплуатационных затрат.

В условиях, когда перед промышленностью поставлены задачи по интенсификации производства, повышению фондоотдачи, усилению режима экономии и эффективности использования материальных ресурсов, вопросы оптимизации режимов электропотребления приобретают все большее значение. Актуальность такой оптимизации вытекает также из

ухудшения (разуплотнения) суммарного графика нагрузки энергосистемы, особенно в связи с увеличивающимся электропотреблением в быту, коммунальном и сельском хозяйстве и на электрифицированном транспорте [3].

После ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС (мощность первого энергоблока 1,2 ГВт) проблема с прохождением ночных минимумов нагрузок отопительного периода еще более обострится, т.к. энергоблоки АЭС, как правило, не допускают ежесуточной разгрузки. В электрическом балансе энергосистемы на 2020 и последующие годы практически не предусматривается использование паросиловых конденсационных энергоблоков и для покрытия переменной части графика электрической нагрузки будут применяться энергоблоки ПГУ всех типов, а также паросиловые теплофикационные энергоблоки.

Базовая мощность Белорусской АЭС 2,4 ГВт составит около трети прогнозной потребности энергосистемы в пики потребления электроэнергии и около половины – в часы его спада. Электроснабжение потребителей в течение отопительного периода почти полностью перейдет к АЭС и ТЭЦ (рис. 1).

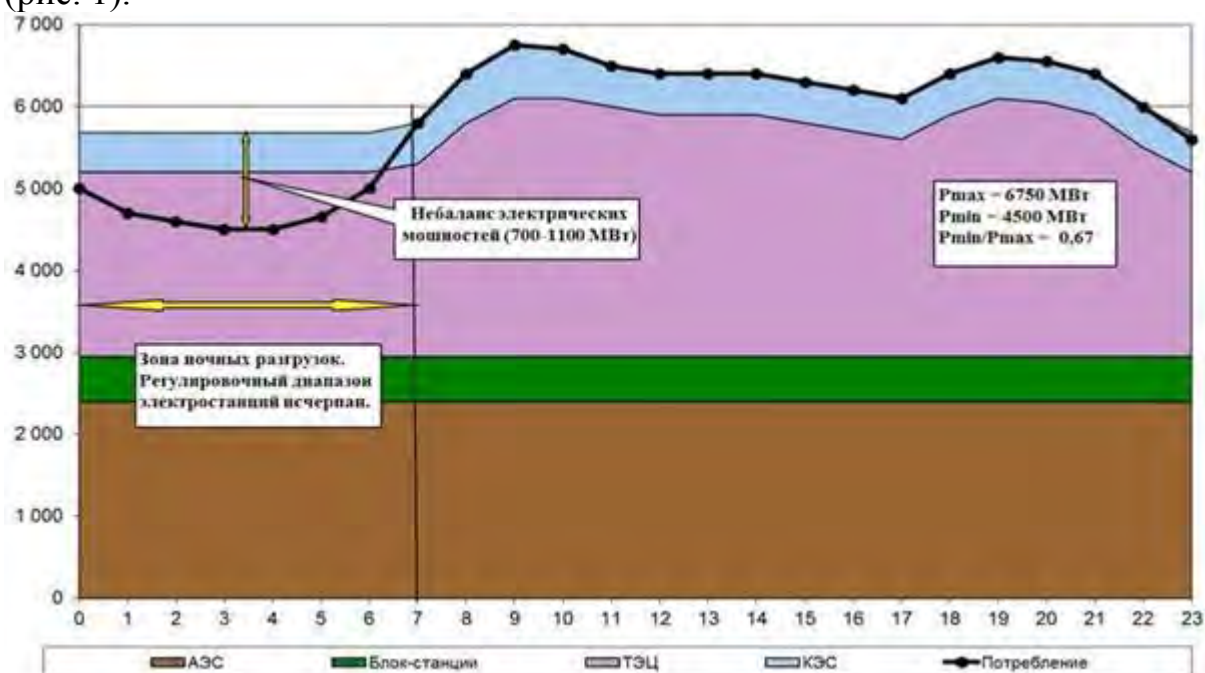


Рисунок 1 – Типовой график покрытия электропотребления ОЭС Беларуси в зимний рабочий день 2020 года

В связи с вышесказанным, при работе Гродненской ТЭЦ-2 в одной энергосистеме с Белорусской АЭС, на первый план выходят такие параметры, как минимально и максимально возможные нагрузки, регулировочный диапазон, возможность каждодневного пуска и останова оборудова-

ния, работа оборудования ниже установленных на сегодняшний день технических минимумов в ночное время (часы провала) и набора максимальной нагрузки (в утренние и вечерние часы максимума) и факторы, которые их ограничивают.

Гродненская ТЭЦ-2 в настоящее время работает в основном по тепловому графику нагрузок с минимальным расходом пара в конденсаторы работающих турбин типа ПТ (ПТ-70-130/13 ст.№1 и ПТ-60-130/13 ст.№2), обеспечивая тепловые нагрузки ОАО «Гродно Азот» и отопительных нагрузок жилищно-коммунального сектора г. Гродно и ОАО «Гродно Азот». Турбина Р-50-130/13 ст.№ 3 работает с противодавлением, обеспечивая необходимый расход пара в производственные паропроводы 1,3 МПа. Блок ГТУ, как правило, работает с нагрузкой близкой к максимальной.

Режимы работы турбины по тепловому графику является наиболее экономичным благодаря минимальному пропуску пара в конденсатор при работе турбины по тепловому графику электрическая мощность определяется отпущенным теплом. Поскольку ТЭЦ при работе турбины в режимах с полностью загруженными отборами пара имеет наименьший удельный расход топлива, в настоящее время при покрытии электрического графика нагрузки энергосистемы Гродненская ТЭЦ-2 занимает его базовую часть и не участвует в нормированном первичном регулировании и вторичном регулировании, а принимает участие лишь в общем первичном регулировании в соответствии со статическими характеристиками турбин и при необходимости, по диспетчерскому графику, незначительно снижая нагрузку в часы ночных провалов или повышая нагрузку при дефиците мощности в энергосистеме.

В последние годы на ТЭЦ сложились два характерных режима работы – межотопительный (летний) и отопительный (зимний), когда изменяются и состав и условия работы оборудования.

На ТЭЦ покрытие тепловых нагрузок потребителей и собственных нужд станции в паре и горячей воде осуществляется из отборов турбин, котла-утилизатора блока ГТУ 121, 7 МВт (контур низкого давления) и находящихся в горячем резерве БРОУ 140/30 ст.№1, 2, 3 и БРОУ 140/13 ст.№ 1, 2, 3 для надежного теплоснабжения ОАО «Гродно Азот» и технологических нужд станции.

Выработка электроэнергии и средняя нагрузка Гродненской ТЭЦ-2 напрямую зависит от температуры наружного воздуха и, соответственно, от тепловой нагрузки потребителей, т.к. станция круглый год работает по тепловому графику, за исключением случаев ремонта теплосети и привлечения ТЭЦ к ночным разгрузкам для выравнивания электрического графика энергосистемы. Выработка электроэнергии на тепловом потреблении в отопительный период максимальная из-за наличия нагрузки на отопление и составляет от 92% до 93%, в летний период выработка электроэнергии на

тепловом потреблении чуть ниже из-за отсутствия нагрузки на отопление (нагрузка в воде на горячее водоснабжение) и составляет около 90%.

Работа оборудования ТЭЦ ниже теплового графика приводит к увеличению удельных расходов топлива на отпуск тепла и электроэнергии, т.е. к снижению экономичности работы станции на период разгрузки.

Использование электрокотлов в прогнозируемой ситуации абсолютно необходимо, поскольку, с одной стороны, обеспечивает гибкость в части обеспечения нагрузок и допускает возможность косвенного резервирования мощности в энергосистеме в ночные часы, т.к. при необходимости передачи тепловых нагрузок от электрокотлов на традиционные теплогенерирующие установки снижается электропотребление в соответствии с требованиями устранения дефицита мощности. С другой — передача нагрузки от электрокотельной на отборы турбин ТЭЦ, на которой эти котлы установлены, даст прирост генерации электроэнергии.

При рассмотрении режима работы станции в интегрированном режиме предполагается, что для отопительного периода электрическая нагрузка ТЭЦ в дневные часы будет обеспечиваться на уровне, необходимом для заданного отпуска тепловой энергии, без включения электрокотлов. В ночные часы будет производиться разгрузка отопительных и производственных отборов турбин ниже теплового графика вплоть до технического минимума с передачей максимально возможной тепловой нагрузки на электрокотлы. В межотопительный период к ночным разгрузкам добавится разгрузка в дневные часы выходных дней. Глубина и порядок разгрузки отборов турбин за счет передачи тепловой нагрузки на электрокотлы, пиковые водогрейные котлы, РОУ и БРОУ будут определяться режимными указаниями, разработанными на основе работ по определению маневренных характеристик оборудования станции. Суммарное снижение мощности станции без учета изменения нагрузки собственных нужд составит 170-190 МВт. В межотопительный период при средней тепловой нагрузке в сетевой воде в ночное время на уровне 50 Гкал/ч, располагаемая тепловая мощность электрокотлов составит около 20 МВт. Суммарное снижение мощности ТЭЦ составит до 80 МВт.

Тепловые аккумуляторы должны работать в противофазе: заряжаются днём за счёт увеличения пропуска пара в отборы и тем самым большего количества генерации дешевой электроэнергии 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. Потенциал изменения мощности крупных ТЭЦ

энергосистемы в период «день–ночь» за счёт тепловых аккумуляторов данного назначения оценивается в 1,4 ГВт: ночью разгрузка на 1,0 ГВт, днем дополнительная загрузка на 0,4 ГВт. В этом случае в ночные часы имеет место резерв мощности, в дневные часы его величина зависит от характеристик турбоагрегатов и текущих нагрузок. [4]

Список литературы:

1. Качан, А. Д. Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций: Учеб.пособие для спец. «Тепловые электрические станции» - Мн.: Выш. школа, 1978. - 288 с.
2. Головкин, П. И. Энергосистема и потребители электрической энергии. - М.: Энергия, 1979. - 368 с.
3. Маркович, И. М. Режимы энергетических систем. Издание 4-е, переработ. и доп., М., Энергия, 1969. – 352 с.
4. Гуртовцев Аркадий, к.т.н., ведущий научный сотрудник РУП «БЕЛТЭИ», Забелло Евгений, д.т.н., зав. лабораторией РУП «БЕЛТЭИ» Выравнивание графика электрической нагрузки энергосистемы: ежемесячный научно-производственный журнал «Энергетика и ТЭК» №7/8 июль-август; - ОДО "Энергопресс", 2008. - с. 13-20