УДК 621.311

Н.Б. КАРНИЦКИЙ , д.т.н., профессор (БНТУ)
М.А. ЗАХАРКИН , аспирант (БНТУ)
г. Минск

ПЕРЕМЕННЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ЭС ПРИ ВВОДЕ НОВЫХ ЭНЕРГОГЕНЕРЕРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ

В последнее время в связи с ростом потребления электроэнергии в Белорусской энергосистеме и снижением экспортных возможностей соседних энергосистем остро встал вопрос надежности обеспечения баланса мощностей в часы максимальных нагрузок и беспечение электроэнергией при выхода из строя генерирующего оборудования, особенно при отсутствии импорта электроэнергии[1].

В общем случае под надежностью понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования.

Применительно к электроэнергетической системе под надежностью понимается способность обеспечить поставку заявленной потребителем в соответствии с договором энергоснабжения электрической энергии (мощности), при выполнении потребителем всех договорных технических (условия присоединения к сети и торговой системе) и коммерческих (оплата) обязательств, а также при соблюдении поставщиком установленных договором с потребителем технических условий поставки в отношении качественных и количественных показателей надежности и качества поставляемой электроэнергии (мощности)[2].

Различают два основных состояния объекта: работоспособность и отказ.

Надежность энергоснабжения потребителей характеризуется:

- непрерывностью энергоснабжения в любой ситуации;
- исполнением требований по количеству и качеству поставляемых энергоносителей.

Совпадение во времени процессов производства, передачи и потребления энергии и, вытекающая отсюда невозможность работы на склад, являются важнейшими особенностями энергетической отрасли.

В этих условиях надежность энергоснабжения обеспечивается созданием в сфере генерации резервной мощности в энергосистемах (а не запасом продукции, как в других отраслях), созданием запасов топлива на тепловых электрических станциях и запасов воды в водохранилищах ГЭС и ГАЭС. Бесперебойность топливоснабжения ТЭС и обеспечение его качественных параметров достигаются путем диверсификации источников и поставщиков энергоресурсов.

Резерв генерирующей мощности – это дополнительная генерирующая мощность, которая может быть реализована за определенный период времени.

Коэффициент резерва генерирующей мощности энергосистемы определяется из следующего выражения (1):

$$K_{рез} = (N_{\max.дост} - P_{\max}) / P_{\max}, \quad (1)$$

где $N_{max\ дост}$ – максимально доступная мощность энергосистемы;

P_{max} – максимальная нагрузка энергосистемы.

В энергосистемах создается единый диспетчерский резерв мощности, который в зависимости от функционального назначения и маневренности группируется по назначению и степени мобильности.

Единый диспетчерский резерв мощности рассматривается как совокупность резервов различных назначений и подразделяется лишь по степени маневренности.

Маневренность оборудования характеризуется техническим минимумом нагрузки агрегата, временем пуска агрегата в эксплуатацию из холодного состояния, скоростью набора/сброса нагрузки.

По степени маневренности выделяются холодный, горячий и вращающийся резервы мощности.

Холодным называется резерв, сосредоточенный на ТЭС в виде потушенных котлов и непрогретых турбин.

Данный вид резерва требует длительного времени для приведения оборудования в рабочее состояние, имеет самую низкую маневренность, для его реализации требуется от 4 до 8 часов.

Горячий резерв размещается на неработающих, но растопленных котлах и разогретых турбоагрегатах, на которых поддерживаются номинальные параметры. Данный вид резерва требует дополнительного расхода топлива на содержание агрегатов в режиме холостого хода, при этом его маневренность значительно выше по сравнению с холодным резервом и измеряется десятками минут или минутами.

Вращающийся резерв – это резерв в виде работающих и частично недогруженных агрегатов, на которых время загрузки до полной мощности измеряется минутами. Это самый маневренный резерв мощности.

С позиции затрат времени на ввод агрегатов в работу выделяется оперативный диспетчерский резерв мощности, размещаемый на агрегатах, находящихся во вращающемся и горячем резерве, в состав которого входят:

– Резерв 1-ой очереди (мгновенный) предназначен для мгновенной компенсации небаланса мощности энергосистемы и сосредоточен на агрегатах, находящихся во вращающемся резерве или на ГЭС.

– Резерв 2-ой очереди размещается на оборудовании, которое может обеспечить увеличение мощности системы через 1 – 3 минуты после появления дефицита мощности. Как правило, это горячий резерв мощности, сосредоточенный на ТЭС, резерв мощности на ГЭС, ГТУ или дизельных электростанциях.

– Резерв 3-ей очереди сосредоточен на оборудовании, которое может принять нагрузку через 10 минут и более после возникновения дефицита.

В силу особенностей электроэнергетического производства, а также для предотвращения возможности нарушения энергобалансов ЭЭС необходимо иметь резервы, как по мощности, так и по энергии. Оптимальная величина резервов в системах должна составлять 13-20 %.

По целевому назначению различают следующие категории резервов:

- ремонтный резерв предназначен компенсировать мощность и выработку агрегатов, выводимых в плановом порядке на ремонт, либо на испытания. Ремонтный резерв определяется, как правило, по данным эксплуатации. Его величина обычно составляет 3-5 % .

-эксплуатационный резерв предназначен компенсировать временное снижение производственных возможностей электростанций, не носящих аварийного характера, например, компенсировать снижение производственных возможностей ГЭС вследствие снижения располагаемого водотока, ТЭС – при повышении температуры охлаждающей воды из-за повышения температуры воздуха мощность станции снижается на 20-30 % в летнее время. Эксплуатационный резерв также определяется по данным эксплуатации – не планируемая часть. Величина эксплуатационного резерва лежит в пределах 2-4 % .

- аварийный резерв предусматривается для компенсации снижения производственных возможностей электростанций и сетей вследствие аварийного выхода элементов основного или вспомогательного оборудования или возникновения иных аварийных ситуаций в системе. Величина этой категории резерва может быть получена математическими способами на основе теории вероятности.

-нагрузочный резерв предназначен для увеличения полезной мощности или выработки системы в случае превышения фактического электропотребления над запланированным. Его величина обычно составляет 2 – 3 % и определяется на основе статистики прошлых лет.

Несмотря на значительное превышение установленной мощности электростанций Белорусской энергосистемы, не считая Белорусскую АЭС, осуществление нормальной работы энергосистемы без импорта электроэнергии в настоящее время затруднено.

Во-первых, это связано с различного рода ограничениями, вследствие которых не вся установленная мощность электростанций доступна для выработки электроэнергии. Основными причинами указанных ограничений являются:

• недостаточная производительность градирен;

• недостаток теплового потребления на турбинах типа «Р»;

• перевод турбоагрегатов на работу в режиме «ухудшенного вакуума».

Кроме того, часть оборудования электростанций энергосистемы не может быть включена по каким-либо иным причинам: законсервирована или находится «вне резерва» .

Во-вторых, для обеспечения надежной работы энергосистемы и продления срока эксплуатации на оборудовании электростанций выполняются планово-предупредительные ремонты с периодичностью, регламентированной нормативными документами.

Снижение мощности вследствие ремонтной кампании за последние годы составляло порядка 1 ГВт в течение всего года. При этом в летний период ремонтируется, как правило, оборудование ТЭЦ, в зимний период – оборудование конденсационных электростанций.

В-третьих, для обеспечения оптимальной надежности энергоснабжения потребителей в случае непрогнозируемого роста электропотребления или аварийного отключения наиболее крупной генерирующей единицы (300 и больше МВт) на электростанциях постоянно имеется резерв мощности.

Кроме того, в случае аварийного отключения какого-либо из крупных энергоблоков для дальнейшей бесперебойной работы необходимо наличие так называемого холодного резерва мощности, размещенного на оборудовании, готовом к включению за время до 12 часов.

По вопросу импорта электроэнергии необходимо отметить следующее. Имеющиеся линии электропередачи, связывающие Белорусскую энергосистему с энергосистемами сопредельных государств, позволяют импортировать электроэнергию из России, Литвы и Украины. При этом после закрытия второго энергоблока Игналинской АЭС избытков электроэнергии в Литве не будет. В энергосистемах России и Украины в связи со значительным ростом электропотребления возможности экспорта электроэнергии постоянно уменьшаются.

В перспективе до 2018 г. в Белорусской энергосистеме планируется соорудить атомную электростанцию с первым энергоблоком мощностью 1,2 ГВт. Энергоблоки АЭС, как правило, не допускают ежесуточной разгрузки, в результате чего проблема с прохождением ночных минимумов нагрузок отопительного периода еще более обострится. Кроме того, в энергосистеме необходимо будет повысить величину вращающегося резерва до 1,2 ГВт. С учетом перспектив модернизации основных фондов электроэнергетики к этому году суточное регулирование режима работы энергосистемы только за счет конденсационных электростанций будет неосуществимо.

Генерация всех конденсационных электростанций должна колебаться от минимальное значение до максимального, что технически неосуществимо без останова практически всех энергоблоков на ночные часы. Такая мера по условию надежности и безопасности работы электростанций не

может быть принята, поэтому для потребления избытков электроэнергии должна применяться ГАЭС.

Реальными шагами для улучшения ситуации с ночной разгрузкой ТЭЦ, регулирования режима работы энергосистемы, обеспечения высокоманевренного резерва мощности может быть следующее[3]:

1. Сооружение гидроаккумулирующей электростанции, которая позволит в ночные часы потреблять избытки мощности, а в часы максимальных нагрузок – покрывать часть электрической нагрузки. Это, в свою очередь, улучшит экономичность работы Белорусской энергосистемы за счет меньшего количества включенного оборудования, а также снизит потребность энергосистемы в конденсационной мощности.

2. Установка пиковых газовых турбин, работающих только в часы максимальных нагрузок, позволит снизить величину включенного оборудования конденсационных электростанций и увеличить долю теплофикационной выработки ТЭЦ в ночные часы отопительного периода.

3. Применение для потребительских блок-станций дифференцированного по зонам суток тарифа на электроэнергию в целях исключения выдачи в энергосистему электроэнергии в часы ее избытков и стимулирования выдачи электроэнергии в пиковые часы.

4. Перевод всех потребителей на дифференцированный по зонам суток тариф на электроэнергию.

5. Применение электрокотельных для выработки тепловой энергии в ночные часы отопительного периода.

6. Применение на ТЭЦ баков-аккумуляторов, позволяющих накопить тепловую энергию в дневные и пиковые часы и снизить вынужденную величину разгрузки из-за снижения теплового графика ТЭЦ.

7. Создание центрального автоматического регулятора частоты и активной мощности (ЦАРЧМ). Этот регулятор позволит обеспечить автоматическое регулирование генерации электростанций и минимизировать отклонения балансов электроэнергии и мощности.

Список литературы:

1. В.Я. Рыжкин Тепловые электрические станции.- М.: Энергоатомиздат, 1987. –5-11с.

2. Материалы семинара, проводимого Корпоративным энергетическим университетом 22.09-24.09. 2008г Москва:

– Романов А.А. Техническое регулирование в электроэнергетике.

3. Короткевич, А.А. Баланс мощностей Белорусской энергосистемы и проблемы регулирования суточного графика нагрузок/ А.А. Короткевіч // Энергетика и ТЭК. -2008. - №4. - С. 32-36