

УДК 629.039.58

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ИЗМЕНЕНИЯ НАГРУЗКИ ТУРБОАГРЕГАТА АТОМНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Калинин Д.Д.

Научный руководитель – старший преподаватель Буров А.Л.

Технические аспекты включения АЭС в энергосистемы

Поскольку атомные электрические станции (АЭС) работают в энергосистемах, их технические характеристики должны удовлетворять требованиям этих систем. Наиболее важными из этих характеристик являются единичная мощность блока и его маневренность, возможность оперативного изменения количества вырабатываемой энергии.

Мощность блока важна с точки зрения режима энергосистемы при его плановом, а особенно при аварийном отключении. Она не должна быть слишком большой, чтобы при плановом отключении блока на ремонт не возникало дефицита мощностей, приводящего к необходимости ограничения потребителей, а при аварийном - к недопустимым возмущениям, ведущим к развалу системы.

В условиях энергосистемы режим работы АЭС с переменным графиком нагрузки может оказаться не только ситуационно необходимым, но и экономически выгодным. Именно этим и определяется важность рассмотрения вопросов маневренности АЭС.

Однозначно можно сказать: по крайней мере, для некоторых типов АЭС работа в переменной части графика нагрузки возможна. Во Франции, где в 1970-х гг. было принято стратегическое решение о переходе на ядерную энергетику, сейчас на АЭС вырабатывается более 75 % электроэнергии, исследования маневренных возможностей АЭС с реакторами PWR (аналог ВВЭР) начались еще в те годы. Была успешно продемонстрирована возможность привлечения таких энергоблоков к регулированию частоты в энергосистеме. Для примера на рисунке 1 представлен график работы энергоблока № 3 АЭС «Трикастин» мощностью 900 МВт (эл.) летом 1983 г. в режиме следования за нагрузкой и регулирования частоты.

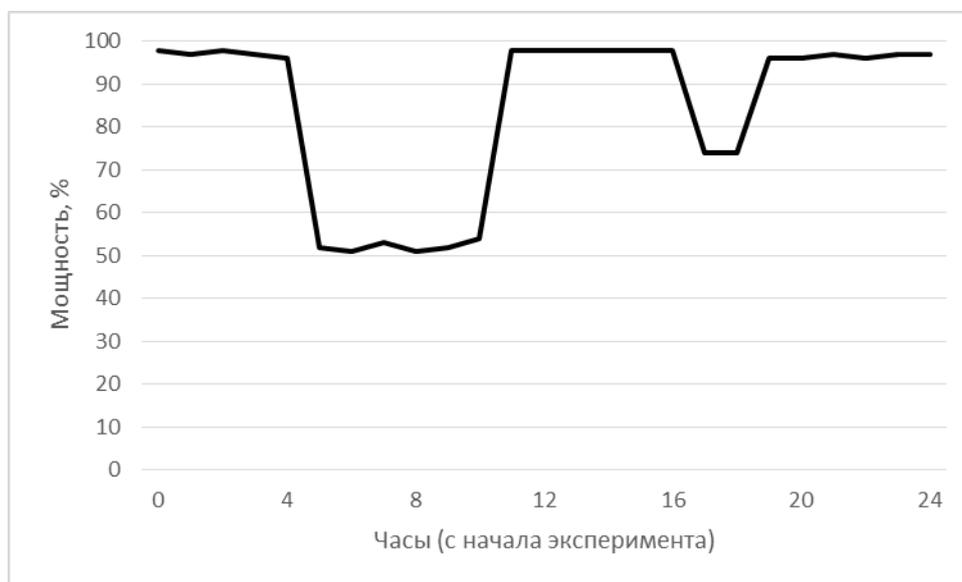


Рисунок 1. График работы АЭС в режиме следования за нагрузкой и регулирования частоты

В результате четвертое поколение французских АЭС с PWR мощностью 1400 МВт (эл.) с самого начала, а они начали строиться с 1984 г. проектируются с учетом такой работы. На рис. 4.3 показан проектный график суточной нагрузки, для работы в котором проектируются энергоблоки этих АЭС (по французской классификации - N4).

Кстати, полная тепловая мощность реактора при работе в стационарном режиме - 4270 МВт, а на рисунке 2 100 %-ная мощность соответствует 4056 МВт - на 5 % ниже

максимальной. Это понижение номинальной мощности принципиально, так как дает возможность станции изменять свою нагрузку для регулирования частоты в системе как вниз, так и вверх.

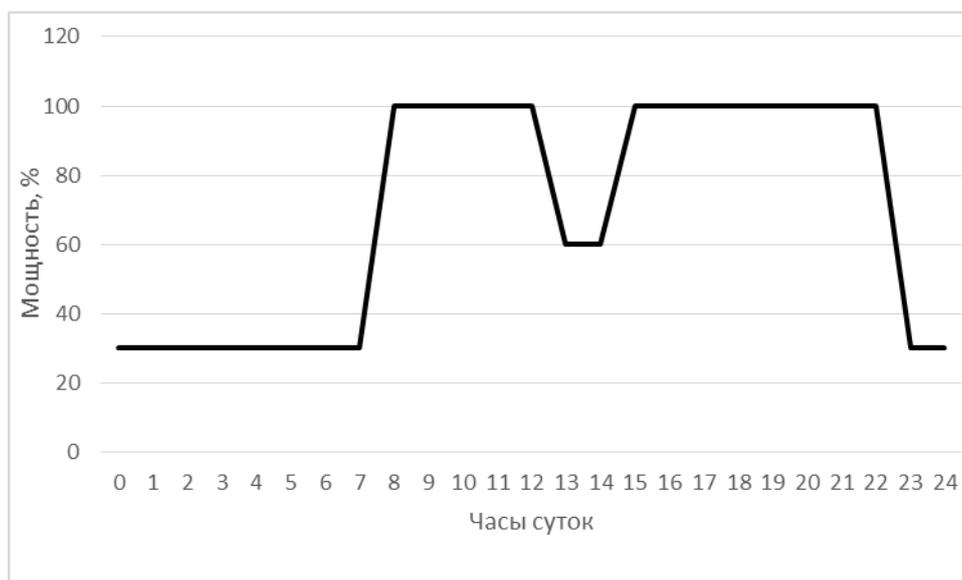


Рисунок 2. Проектный суточный график нагрузки французских АЭС с реакторами PWR

Из реакторов отечественной разработки в регулирующем режиме работает Билибинская АТЭЦ и некоторые блоки, поставленные в зарубежные страны, например, блоки ВВЭР-440 на АЭС «Ловиза» (Финляндия).

Требования к маневренности АЭС для нормального режима работы энергосистемы

Начнем рассмотрение с этой группы требований как более простых и очевидных. В [2] они сформулированы так:

«При сооружении АЭС надо стремиться к тому, чтобы энергоблоки с реакторами на тепловых нейтронах технически допускали возможность привлечения их к регулированию диспетчерских графиков нагрузки. Поэтому энергоблоки АЭС должны:

а) устойчиво работать на любой нагрузке в диапазоне 10—100 % $N_{ном}$ (здесь и ниже N - номинальная мощность энергоблока);

б) допускать ежесуточную разгрузку на 20-40 % в ночные часы рабочих суток на 3-8 ч и иметь возможность остановки или снижения нагрузки на 50-70 % в нерабочие и праздничные дни недели на 40-60 ч;

в) допускать изменение мощности АЭС в диапазоне 30-50 % $N_{ном}$ со скоростью до 1,5-2 % $N_{ном}/мин$; в диапазоне 50-70 % $N_{ном}$ со скоростью до 5 % $N/мин$ и в диапазоне 70-100 % $N_{ном}$ со скоростью до 10 % $N_{ном}/мин$ ».

Требования к АЭС при аварийных режимах работы энергосистемы

Главные причины аварийных ситуаций в системах - ложные срабатывания и отказы коммутационной аппаратуры, обрывы линий электропередачи под влиянием гололеда, налипания снега, сильного ветра, короткие замыкания из-за пробивания воздушного промежутка между фазами и пр. Естественно, предпринимаются меры по повышению надежности релейной защиты, коммутационной аппаратуры, чтобы свести к минимуму их отказы. Но бороться с авариями, вызванными стихийными явлениями, значительно труднее.

В аварийных ситуациях станции должны поддерживать систему, давая диспетчерам хотя бы минимальное время для принятия мер по ликвидации или локализации аварии. Исходя из этого, в [2] требования к АЭС на этот случай сформулированы так:

«В общем виде требования к АЭС в аварийных режимах сводятся к тому, чтобы энергоблоки устойчиво работали при возникающих отклонениях частоты в системе, допускали сбросы нагрузки с любого исходного уровня мощности вплоть до холостого хода

турбогенераторов и последующее восстановление нагрузки в пределах определенного регулировочного диапазона мощности блока.

В аварийных и нестационарных режимах в энергосистеме АЭС должны:

а) обеспечивать возможность сброса полной нагрузки блока или быстрой разгрузки отдельных турбогенераторов с номинального уровня до холостого хода или до уровня мощности, необходимого для питания собственных нужд энергоблока (до 10-15 % $N_{ном}$). Допустимая длительность работы турбогенераторов энергоблока на холостом ходу при этом должна быть не менее 2 ч. Продолжительность работы энергоблока на уровне мощности собственных нужд должна составлять не менее 48 ч. Скорость набора нагрузки блоком после работы на мощности собственных нужд определяется допустимой скоростью нагружения РУ и турбин;

б) обеспечивать надежную работу при проектной нагрузке (изменяя ее в пределах статизма регулирования турбин) при изменении частоты в энергосистеме

в) оставаться в работе в течение 2-3 с при аварийных ситуациях в энергосистеме или на самой АЭС, приводящих к снижению напряжения прямой последовательности на шинах собственных нужд до 0,8 номинального значения».

Итак, при возникновении аварийных ситуаций необходимо экстренное регулирование мощности энергоблоков с целью сохранения устойчивости параллельной работы отдельных электростанций или энергообъединения в целом. Выявление аварийной ситуации производится противоаварийной автоматикой энергосистемы. Она же вырабатывает команду (управляющее воздействие) на изменение мощности энергоблоков, вводимую в ЭГСП турбин через быстродействующие преобразователи.

Понятно, что сброс делается до уровня собственных нужд блока или уровня холостого хода турбины для того, чтобы по окончании аварийной ситуации станция могла максимально быстро возобновить выдачу энергии в систему.

Сброс нагрузки турбины не требует однозначно срабатывания аварийной защиты реактора. РУ АЭС должны быстро сбрасывать мощность, но оставаться в работе. В наиболее приспособленных сегодня к требованиям системы блоках ВВЭР-1000 на этот случай предусмотрен режим ускоренной разгрузки блока (УРБ), с быстрым снижением мощности реактора до ~40 % за счет сброса в активную зону заранее выбранной группы ОР СУЗ с дальнейшей подрегулировкой мощности регулятором РОМ. Для исключения недопустимого повышения давления пара в этом режиме в схему блока введены быстродействующие редуцирующие установки (БРУ) и предохранительные клапаны.

Анализ режима сброса нагрузки показал [3], что кратковременная разгрузка турбин АЭС двухконтурных энергоблоков (ВВЭР) из-за большой инерции парогенераторов практически не оказывает влияния на режим работы реактора и определяется исключительно динамическими характеристиками турбины и ее регулирования. Для одноконтурных энергоблоков АЭС с кипящими канальными реакторами даже кратковременное изменение расхода пара меняет режим реактора и существенно влияет на его нейтронно-физические характеристики. Избежать этого можно [3], если одновременно с закрытием регулирующих клапанов турбин открывать паросбросные устройства, отводящие пар в обвод турбин в конденсаторы или деаэрактор, поддерживая тем самым неизменным суммарный расход пара, выходящего из реактора.

Несмотря на все предусматриваемые в проектах АЭС системы безопасности и надежного электроснабжения, несмотря на максимальное использование естественных природных процессов (естественная циркуляция через реактор и т.д.), самым лучшим источником энергии, обеспечивающим работу всего оборудования АЭС, покрытие любых необходимых внутростанционных нагрузок, а поэтому наиболее оптимальное протекание переходных процессов, наиболее надежный отвод остаточных тепловыделений и гарантированное соблюдение пределов безопасности, является энергосистема [1]. Поэтому в аварийной ситуации не только система заинтересована в сохранении АЭС в работе, но и

станция в не меньшей мере заинтересована в сохранении работоспособности системы, связи с ней, возможности получения от нее энергии при любом развитии событий.

Таким образом, требования к маневренности блоков АЭС, рассмотренные в докладе, направлены на смягчение аварийных режимов в энергосистеме. Увеличение доли АЭС в энергосистемах требует привлечения их агрегатов к противоаварийному управлению энергосистемами. Для агрегатов АЭС задача предотвращения или локализации системных аварий представляется еще более важной, чем для ТЭС. Это связано с необходимостью аварийного расхолаживания реактора после полного его останова. Как показывают уроки крупных системных аварий, возможно полное прекращение внешнего энергоснабжения собственных нужд станции. Такой ситуации желательно избежать для гарантии безопасности АЭС.

Литература

1. Баклушин, Р.П. Эксплуатация АЭС: Учебное пособие / Р.П. Баклушин. – М.: НИЯУ МИФИ, 2011. – 304 с.
2. Воронин, Л.М. Особенности эксплуатации и ремонта АЭС / Л.М. Воронин. – М. : Атомиздат, 1981. – 168 с.
3. Иванов, В.А. Эксплуатация АЭС / В.А. Иванов. – СПб. : Энергоатомиздат, 1994. – 384 с.
4. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем: СТО 17330282.29.240.001-2005. – Введ.26.09.2005. – М. : ОАО РАО «ЕЭС России», 2005. – 84 с.