

Выбор оптимальной структуры генерирующих мощностей в Белорусской энергосистеме

Намечаемый ввод атомной электростанции в Беларуси оказывает значительное влияние на выбор структуры и величины установленной мощности тепловых электростанций. Формируемая структура должна учитывать действующие электростанции и перспективы их дальнейшего использования с учетом физического и морального износа. Важным требованием к структуре является учет необходимости покрытия переменного режима электропотребления как в суточном, недельном, так и в годовом разрезе.



При выборе структуры следует учитывать вынужденный режим работы отдельных типов электростанций и способность к маневренному режиму намечаемых новых генерирующих источников. Перспективная структура должна включать, помимо АЭС и традиционных тепловых электростанций, также различные виды источников распределенной генерации энергии. Задача является многовариантной в силу неопределенности исходной информации и в общем случае требует динамической постановки. Хотя не лишены практического значения постановка и решение в статической форме.

ОСОБЕННОСТИ НЫНЕШНЕЙ СТРУКТУРЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ И РЕЖИМА ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Нынешняя структура генерирующих мощностей в Беларуси сформировалась в значительной степени как результат стратегии развития Единой энергосистемы СССР. Основу нынешней структуры составляют три конденсационные электростанции (Лукомльская ГРЭС, Минская ТЭЦ-5, Березовская ГРЭС) и 23 теплоэлектроцентрали [1]. Конденсационные станции в настоящее время модернизируются на основе перевода их на парогазовую технологию либо путем установки новых парогазовых блоков мощностью около 400 МВт, либо путем переоборудования действующих паротурбинных агрегатов в парогазовые.

Таким образом, основными технологиями на нынешних КЭС являются паротурбинные и парогазовые, и в перспективе вторые сменяют первые.

Крупные ТЭЦ размещены в областных центрах и промышленных узлах и предназначены для обеспечения потребителей, находящихся в зоне их действия, тепловой и электрической энергией. Кроме этих ТЭЦ есть еще свыше десятка небольших по мощности ТЭЦ, предназначенных, прежде всего, для теплоснабжения городов. Вклад их в общий баланс электрической мощности и электроэнергии по энергосистеме незначителен.

В настоящее время стратегия развития генерирующих мощностей направлена на диверсификацию по виду используемого первичного энергоресурса (природный газ, местные виды топлива, ядерное топливо) и на развитие распределенной генерации энергии. К наиболее существенным изменениям относятся ввод атомной электростанции, развитие электростанций на местных видах топлива (торф, древесина, в перспективе – бурый уголь и сланцы) и возобновляемых энергоресурсах (гидроресурсы, ветер, биомасса, солнце). Предусматривается сооружение когенерационных генерирующих установок на углеводородном топливе, размещаемых на предприятиях и в организациях, однако развитию их уделяется недостаточное внимание.

Важным требованием к формируемой структуре генерирующих мощностей

является обеспечение технической возможности покрытия переменного суточного графика электрической нагрузки, обусловленного неравномерностью суточного режима электропотребления. В этой связи генерирующие мощности могут быть классифицированы по назначению: базовые, полупиковые и пиковые. Базовые мощности предназначены для покрытия базовой части суточного графика, прежде всего на уровне ночной нагрузки. Полупиковые – для покрытия полупиковой части, то есть от ночной нагрузки до дневного минимума, и пиковые – для покрытия пиковой части графика (от дневного минимума до дневного или вечернего максимума). Не существует четкой однозначной грани между различными режимными зонами. В Белорусской энергосистеме нет четкой грани между генерирующими источниками различного назначения. В покрытии ночной нагрузки участвуют теплофикационные мощности ТЭЦ, вынужденные мощности КЭС, а именно разгруженные до 40 % от номинальной мощности включенные энергоблоки паротурбинных КЭС. Особенность нынешнего режима работы станций в том, что в период ночной нагрузки в зимние сутки предлагаемая мощность нередко превышает нагрузку и для обеспечения баланса мощностей энергосистема вынуждена разгружать отборы турбин, снижая выработку теплофикационной электроэнергии и передавая отпуск тепла на котлы через РОУ. Таким образом, нынешняя структура генерирующих

мощностей обеспечивает техническую возможность разгрузки включенного оборудования КЭС до технического минимума в период ночной нагрузки, не прибегая к остановке оборудования.

Хотя по своим маневренным возможностям паротурбинные энергоблоки Лукомльской ГРЭС и Минской ТЭЦ-5 не приспособлены для покрытия пиковой части графика, но, поскольку эта часть графика имеет не остропиковый, а пологий характер, эти станции обеспечивают покрытие и пиковой нагрузки. Специализированных пиковых мощностей, таких как газотурбинные электростанции, гидроэлектростанции достаточной мощности, в Белорусской энергосистеме нет. Включенная мощность КЭС в зимний период равна примерно 2 100 МВт (по данным за 2010 г.) [2]. В летний период максимальная электрическая нагрузка снижается примерно на 23 %, тепловая нагрузка и соответственно генерируемая теплофикационная электрическая мощность снижаются в 3,4 раза [3]. Возникающий дефицит в генерации электрической мощности должны восполнять КЭС, поэтому их включенная мощность в летнее время существенно возрастает. Заметим, что величина включенной мощности КЭС может не совпадать с установленной мощностью с учетом необходимости наличия резерва. Так, по данным за 2010 г., включенная мощность в летний период была равна около 4 000 МВт, что почти вдвое больше включенных мощностей в зимние сутки.

В настоящее время в системе энергообеспечения Беларуси участвуют когенерационные мощности мини-ТЭЦ, предназначенные для покрытия собственной нагрузки предприятий, на которых они установлены. Их влияние на режим работы электростанций энергосистемы проявляется в том, что они снижают нагрузку последних, принимая на себя часть электрической нагрузки и ухудшая тем самым технико-экономические показатели работы энергосистемы. Если предприятие – владелец станции прежде потребляло тепловую энергию от энергосистемы, то в последней будет снижаться генерируемая теплофикационная мощность. Свою избыточную мощность владельцы блок-станций могут предлагать на договорной основе энергосистеме, которая может покупать ее, перепродавая потребителям, если это экономически выгодно для энергосистемы.

Формируя структуру генерирующих мощностей в энергосистеме, следует исходить из того, что часть электрической нагрузки энергосистемы будет покрываться указанными блок-станциями, размер которых определяется независимо

от мощности и структуры ее в энергосистеме. Представляется целесообразным определение масштабов ввода когенерационных блок-станций в стране с учетом их размещения в первую очередь на предприятиях и в организациях, а также в малых и средних городах, в городах-спутниках. Экономическая эффективность замещения ими централизованной системы энергоснабжения обуславливается следующими причинами. Общий энергетический КПД для газопоршневых станций (ГПЭУ) составляет более 90 % [4], при этом электрический КПД при работе без отпуска тепла достигает 47 %, что соответствует 0,262 кг у.т./кВт·ч. Удельный расход топлива при когенерационном режиме равен 0,140 кг у.т./кВт·ч и 158 кг у.т./Гкал. Сравнивая удельные расходы топлива относительно полезно отпущенной электроэнергии (то есть с учетом потерь электроэнергии в сетях) для централизованной системы электроснабжения на базе парогазовых станций (с удельным расходом примерно 250 г у.т./кВт·ч) и для децентрализованной на базе ГПЭУ при когенерационном режиме их использования, можно отметить, что удельный расход топлива во втором случае в два раза меньше. Это с учетом удельных капитальных затрат в генерирующие источники показывает экономическую предпочтительность сооружения данных источников – ГПЭУ.

В связи с намечаемым вводом гидроэлектростанций и ветроэнергоустановок необходимо решить вопрос об их участии в покрытии нагрузки. Очевидно, что ГЭС своей вынужденной мощностью должны участвовать в покрытии базовой части графика, а остальной мощностью – пиковой части графика. Если же этой мощности будет сверхдостаточно, то и в покрытии полупиковой части графика. Энергия, вырабатываемая ветроэнергоустановкой (ВЭУ), должна быть в полной мере использована, в том числе и в ночное время, даже если для этого придется разгружать отборы турбин ТЭЦ, то есть снижать генерируемую теплофикационную мощность.

Ввод ветроэнергоустановок обусловлен не необходимостью обеспечения баланса мощности в энергосистеме, а соображениями энергосбережения. Когда есть ветер, эти установки генерируют мощность, выдавая ее в сеть энергосистемы и тем самым разгружая агрегаты КЭС как замыкающих станций энергосистемы. Когда ветра нет, всю нагрузку берут на себя указанные тепловые электростанции. Экономическая эффективность сооружения ВЭУ зависит от ее удельной стоимости, среднегодовой скорости ветра и цены природного газа как замещаемого топлива.

МЕТОДЫ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

При рассмотрении данной задачи необходимо принимать во внимание уже сложившуюся структуру генерирующих источников. Речь идет о модернизации действующих электростанций, демонтаже физически и морально изношенного оборудования, вводе новых генерирующих источников. Причем возможны различные направления развития объектов традиционной энергетики. Для КЭС и ТЭЦ – это обновление и модернизация на основе перевода действующего оборудования на парогазовую технологию (Березовская ГРЭС) и установка нового парогазового оборудования с демонтажем действующего, физически и морально устаревшего (Минская ТЭЦ-3).

Формируемая сейчас политика в области развития генерирующих мощностей не учитывает в полной мере требований к структуре генерируемых мощностей с учетом их классификации по назначению. Согласно Государственной программе развития Белорусской энергосистемы к 2016 г. ее установленная мощность составит 9 145 МВт, а с учетом 677 МВт мини-ТЭЦ общая установленная мощность всех станций будет равна 9 822 МВт; к началу 2021 г. с учетом ввода АЭС 2 400 МВт и блок-станций она составит 11 060 МВт. До 2016 г. предполагается вывести из эксплуатации 3 блока по 300 МВт на Лукомльской ГРЭС, 3 блока на Березовской ГРЭС – 470 МВт и ряд других более мелких генерирующих источников. Величина максимальной электрической нагрузки на 2015 г. прогнозируется в размере 6 850 МВт, а на 2020 г. она может быть оценена как 7 500 МВт. Резерв мощности для 2021 г. составит $11\ 060 : 7\ 500 = 1,474$, то есть как 47,4 %. Если же не вывести из эксплуатации блоки Лукомльской ГРЭС и держать их в качестве резерва, то резерв составит 59,45 %.

Важно определить влияние ввода АЭС на режим работы тепловых электростанций, то есть техническую допустимость их использования. Речь идет, по сути, о выборе оптимальной структуры генерирующих источников, участвующих в покрытии переменной части суточных графиков нагрузки. Предполагая коэффициент неравномерности в 2021 г. равным, как и ранее, 0,64, получаем величину нагрузки в ночное время зимних суток $7\ 500 \times 0,64 = 4\ 800$ МВт. Вынужденная мощность, участвующая в покрытии этой нагрузки, будет включать в себя мощность АЭС, выдаваемую в сеть энергосистемы и равную 2 200 МВт (установленная мощность за минусом нагрузки собственных нужд); теплофикационную мощность

ТЭЦ, которая, по данным за 2010 г., была равна примерно 3 100 МВт; теплофикационную мощность когенерационных блок-станций (принимая примерно 700 МВт с учетом намечаемых вводов); вынужденную мощность паротурбинных и парогазовых блоков КЭС. Предполагая, что паротурбинные блоки будут выведены из эксплуатации, и принимая за основу только 3 парогазовых блока по 400 МВт, вводимых до 2016 г., и величину их вынужденной мощности, равной примерно 30 % от номинальной, получаем 360 МВт. В этом случае суммарная генерируемая мощность составит около 6 360 МВт, что на 1 560 МВт выше величины спроса на мощность. Если исходить из того, что не все паротурбинные блоки будут выведены из эксплуатации (например, энергоблок 320 МВт на Минской ТЭЦ-5), то превышение предлагаемой мощности над спросом окажется еще выше.

Для обеспечения успешного прохождения ночного минимума нагрузки целесообразна разгрузка отборов турбин ТЭЦ с передачей отпуска тепла непосредственно на энергетические котлы. Однако значительная разгрузка отборов всех турбин и загрузка на адекватную тепловую мощность энергетических котлов выглядят проблематично.

Следует отметить, что в Беларуси выполнялись работы по изучению использования ТЭЦ в маневренном режиме, когда предусматривалась разгрузка отборов турбин с передачей отпуска тепла из отборов на энергетические котлы через РОУ [5]. Необходимо изучение вопроса о более глубокой разгрузке парогазовых блоков.

Другой вариант – снижение неравномерности режима электропотребления путем увеличения коэффициента неравномерности с 0,64, скажем, до 0,8, для чего потребуются увеличить электрическую нагрузку в ночное время на 1 200 МВт. Это может быть осу-

ществлено на основе стимулирования потребителей к выравниванию режима электропотребления путем перемещения части электропотребления с пика нагрузки на ночное время. Возможно, это трудно будет сделать в полной мере, так как не все потребители могут регулировать свою нагрузку.

Третий вариант – сооружение электротепловых [6, 7], которые берут на себя в ночное время теплофикационную мощность энергосистемы и выдают тепло в остальное время суток, сокращая производство электроэнергии в энергосистеме по теплофикационному режиму. Данные котельные в виде так называемых электроаккумуляционных котельных могут размещаться непосредственно у потребителя энергии или вблизи них. Более реальной представляется комбинация различных подходов.

Не менее важным, чем обеспечение прохождения ночного минимума нагрузки, является обеспечение покрытия переменной части графика и максимума нагрузки. Речь идет о покрытии роста нагрузки от 4 800 МВт в ночное время зимних суток до 7 500 МВт, то есть роста на 2 700 МВт. Чисто маневренными мощностями, которые могут быть использованы для покрытия пиковой режимной зоны, могут быть только ГТУ и ГЭС, которые быстро загружаются и разгружаются (первые – от нуля, вторые – от минимальной нагрузки до номинальной). В программе развития Белорусской энергосистемы до 2016 г. намечается ввод ГТУ общей мощностью 146 МВт. Не исключается возможность ввода до 2021 г. дополнительных ГТУ. Общая мощность вводимых ГЭС до 2016 г. [1] будет примерно 100 МВт. В общей сложности суммарная маневренная мощность составит 246 МВт. Основную же функцию маневренных мощностей должны будут выполнять конденсационные электростанции, оборудованные парогазовыми и паротурбинными блоками.

Задача заключается в выборе оптимального соотношения между различными типами маневренных источников.

Выбор оптимальной структуры генерирующих мощностей в энергосистеме должен осуществляться в рамках комплексной динамической постановки задачи на период не менее чем 20–30 лет, которая предусматривала бы все возможные варианты покрытия нагрузки. Однако решение задачи в такой постановке затруднительно, поэтому представляется целесообразной декомпозиция всей задачи на отдельные части. На первом этапе необходимо выявить потенциал когенерационных мощностей в республике с использованием их в первую очередь в базовом режиме. По данным [4], объем их ввода при коэффициенте когенерации, равном 0,3, оцениваются в размере 2,9 ГВт, а при коэффициенте когенерации 0,7 – как 7,4 ГВт. Важным здесь является определение оптимальных значений коэффициента когенерации.

Далее должен быть выявлен потенциал теплофикационных мощностей на основе действующих ТЭЦ в городах и промышленных центрах, использование которого должно быть предусмотрено в базовом режиме. Для этих ТЭЦ следует определить пути модернизации и развития с учетом прогнозируемого роста тепловой нагрузки.

Затем должен быть выявлен потенциал ГЭС, мощность которых необходимо использовать частично в базовой и частично в пиковой зонах графика нагрузки. Заметим, что экономический потенциал ГЭС оценивается в 250 МВт. Можно предполагать, что эта мощность будет освоена к 2021 г., когда будет введена на полную мощность АЭС. Мощность последней должна вписываться в базовую часть графика нагрузки.

Выбору подлежит величина установленной мощности парогазовых энергоблоков, обеспечивающих покрытие частью своей вынужденной мощностью базовой и частично полупиковой частей графика нагрузки. Кроме того, выбрать величину мощности газотурбинных энергетических установок, предназначенных для покрытия пиковой зоны графика. Она должна определяться в увязке с выбором установленной мощности парогазовых агрегатов, учитывая техническую возможность последних к разгрузке в ночное время суток и обеспечение резервирования в электрогенерирующей системе. Необходимая величина мощности включенных парогазовых блоков определяется исходя из их использования как для покрытия полупиковой нагрузки, так и для обеспечения прохождения ночного минимума. Должна быть изучена возможность глубокой разгрузки этих блоков в ночное время.

ЛИТЕРАТУРА

1. Государственная программа развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года. Утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 29.02.2012 г. № 194.
2. Кушнеров В. В. Оптимизация режимов работы энергетического оборудования Белорусской энергосистемы. Материалы семинара по энергоэффективности. – Минск, 2010.
3. Богданович М. Выбор установленной мощности объединенной энергосистемы Беларуси // Энергетика и ТЭК. – 2012. – № 3.
4. Дмитриев Г. М., Судилова В. В., Судиловский В. К. О развитии энергетики отраслей в народном хозяйстве Беларуси // Энергоэффективность. – 2012. – № 6, 7.
5. Сыропушинский В. М., Трутаев В. И. Белорусская АЭС и традиционная энергетика // Энергия и менеджмент. – 2009. – № 8.
6. Молочко Ф., Молочко А. Способы регулирования нагрузки Белорусской энергосистемы после ввода АЭС // Энергетика и ТЭК. – 2011. – № 6.
7. Короткевич А., Фоменко О. Баланс мощностей Белорусской энергосистемы и проблемы регулирования суточного графика нагрузок // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 4.

Главным при выборе структуры генерирующих мощностей в энергосистеме является выбор установленной мощности маневренных источников, а именно газотурбинных, парогазовых и паротурбинных агрегатов, предполагая, что не все последние будут выведены из эксплуатации. Часть из них может быть оставлена в качестве резерва или же переоборудована в парогазовые блоки. Основные масштабы развития базовых мощностей определяются на основе обособленного рассмотрения развития ТЭЦ, величина электрической мощности которых определяется величиной тепловой нагрузки, и АЭС.

Важное значение для выбора оптимальной величины установленной мощности парогазовых блоков имеет исследование покрытия переменной части летнего суточного графика электрической нагрузки, учитывая, как отмечалось ранее, существенное снижение генерируемой теплофикационной электрической мощности (примерно в 3,4 раза) в летнее время из-за снижения тепловой нагрузки и вывода в плановые ремонты основного оборудования ТЭЦ. Учет летнего суточного графика электрической нагрузки оказывает решающее влияние на выбор величины установленной мощности маневренных

генерирующих источников. Включенные мощности КЭС и ТЭЦ должны обеспечить резервирование блока АЭС при ее неплановом выводе в ремонт.

Для обоснованного решения задачи по выбору оптимальной структуры генерирующих источников целесообразно представление годового режима электропотребления энергосистемы в виде нескольких характерных суточных графиков электрической нагрузки, например в виде графиков рабочих, субботних и воскресных суток для отопительного и неотапливаемого периодов года. Речь идет, по сути, о применении недельных графиков нагрузки для двух сезонов года. Было бы целесообразным вариантно задавать объемы и режимы электропотребления, учитывая сложность однозначно прогнозирования данных параметров.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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 в неотапливаемый периоды года с последующей их загрузкой до пиковой нагрузки энергосистемы в остальное время суток. Помимо базовых генерирующих мощностей, основную роль в которых играют АЭС и теплофикационная мощность ТЭЦ, структуру формируют паротурбинные, парогазовые и газотурбинные установки, используемые в базовом, полупиковом и пиковом режимах, а также гидро- и ветроэнергоустановки. Учитывая экономическую предпочтительность сооружения когенерационных блок-станций по сравнению с традиционными генерирующими источниками на базе природного газа, представляется целесообразным увеличение масштабов их ввода в стране.

Геннадий ДМИТРИЕВ,
кандидат технических наук,
директор РУП «Институт
энергетики НАН Беларуси»,
Леонид ПАДАЛКО,
доктор экономических наук,
профессор,
главный научный сотрудник
РУП «Институт энергетики
НАН Беларуси»

 **niprex**

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОДУКЦИЯ

За других
не отвечаем!



- кабельная продукция
- низковольтные комплектные устройства
- пускозащитная аппаратура
- светотехническая продукция
- электромонтажные изделия

NEW!

широкий ассортимент лампочек

КОЛЛ-ЦЕНТР: (017) 202 57 06

www.niprex.by

 **niprex**

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОДУКЦИЯ