



# Оптимальный выбор

*Ввод первой отечественной АЭС окажет существенное влияние на структуру энергетической системы страны*

Леонид ПАДАЛКО,  
главный научный сотрудник  
Института энергетики НАН Беларуси,  
доктор экономических наук, профессор

Геннадий ДМИТРИЕВ,  
директор Института энергетики НАН Беларуси,  
кандидат технических наук

Рассматривая развитие электрогенерирующих мощностей в Беларуси, следует иметь в виду электростанции не только в составе Белорусской энергосистемы, но и относящиеся к предприятиям и организациям других ведомств. Скоро значительное место в ней займет первая белорусская АЭС мощностью 2340 МВт, которая строится около города Островец. Атомная электростанция предназначена в первую очередь для покрытия базовой части суточного графика электрической нагрузки: планируется, что к 2021 году ее удельный вес в покрытии суточного максимума в зимнее время составит примерно 30 %, а в покрытии годового электропотребления – 40 %.

Вместе с тем важным требованием к энергетической системе страны в целом является необходимость покрытия переменного режима электропотребления в суточном, недельном и годовом разрезе. Как известно, нагрузки значительно разнятся в зависимости от времени суток и года, в рабочие и выходные дни, так что общая эффективность энергосистемы будет в значительной степени зависеть от способности генерирующих источников работать в маневренном режиме. Задача представляется многовариантной и очень сложной.

## Энергетическое наследство

Нынешняя структура генерирующих мощностей Беларуси сфор-

мировалась еще в рамках Единой энергосистемы СССР. Ее основу составляют три конденсационные электростанции – Лукомльская ГРЭС, Минская ТЭЦ-5, Березовская ГРЭС и более 20 теплоэлектроцентралей. Конденсационные станции в настоящее время модернизируются и переходят на новые технологии либо путем установки новых парогазовых блоков по 400 МВт, либо путем переоборудования действующих паротурбинных агрегатов в парогазовые.

Крупные ТЭЦ (их в стране насчитывается около 10) размещены в областных центрах и промышленных узлах и предназначены для снабжения теплом и электроэнергией потребителей, находящихся в зоне их действия. Имеется еще более десятка небольших по мощности тепло-

электроцентралей, предназначенных прежде всего для теплоснабжения городов, в которых они размещены. Их доля в общем балансе энергосистемы незначительна.

Если говорить о стратегии развития генерирующих мощностей, то сегодня она сосредоточена на диверсификации используемых первичных энергоресурсов (природный газ, местные виды топлива, ядерное топливо, имеются планы использования угля) и внедрении распределенной генерации энергии. За последние годы в стране появились когенерационные источники на углеводородном топливе, гидро-, ветро- и биоэнергостановки.

При этом едва ли не самым важным требованием к формируемой системе генерирующих мощностей, как мы уже отмечали, является обеспечение технической возможности покрытия переменного суточного графика электрической нагрузки, обусловленного неравномерностью режима электропотребления. По этому показателю источники энергии могут быть классифицированы на базовые, полупиковые и пиковые. Первые предназначаются 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, то есть от дневного минимума до дневного или вечернего максимума.



Однако в Белорусской энергосистеме не существует четкой грани между различными режимными зонами, равно как нет у нас и четкой классификации самих источников. Так, в покрытии ночной нагрузки участвуют теплофикационные мощности ТЭЦ и вынужденные мощности конденсационных электростанций (КЭС), работающих на техническом минимуме нагрузки – до 40 % номинальной мощности. Особенностью нынешнего режима работы станций является и то, что зимой в ночное время суток предлагаемая мощность нередко превышает спрос и для обеспечения баланса энергосистема вынуждена разгружать отборы турбин, снижая выработку теплофикационной электроэнергии и передавая отпуск тепла на котлы через редукционно-охладительные установки. Это ухудшает технико-экономические показатели

работы станций, однако это решение является технически вынужденным.

Маневренные возможности Лукомльской ГРЭС и Минской ТЭЦ-5 не приспособлены для покрытия пиковой части суточного графика, однако поскольку эта часть имеет достаточно пологий характер, то станции справляются с этой нагрузкой. Ведь специализированных пиковых источников, таких как газотурбинные электростанции, ГЭС достаточной мощности, в Белорусской энергосистеме нет.

Время года также вносит свои коррективы. Летом максимальная электрическая нагрузка уменьшается примерно на 23 %, а тепловая нагрузка и генерируемая теплофикационная электрическая мощность – в 3,4 раза. В этот период ТЭЦ выводятся в плановые ремонты, а возникающий дефицит должны восполнять КЭС, вклю-

ченная мощность которых в этот период существенно вырастает и превышает зимние показатели.

## Экономная когенерация

В системе энергообеспечения Республики Беларусь участвуют и когенерационные мощности мини-ТЭЦ, главным образом на базе газопоршневых энергетических установок. Предназначены они для покрытия потребностей предприятий, на которых установлены. Однако, принимая на себя часть электрической нагрузки, они тем самым снижают загрузку электростанций энергосистемы и, соответственно, ухудшают технико-экономические показатели работы последних. Ведь если предприятие – владелец мини-ТЭЦ прежде потребляло энергию от энергосистемы, то с переходом



На Гродненской ТЭЦ-2 подготовлена к запуску новая газотурбинная установка мощностью 120 МВт. Проект реализован с привлечением кредитных средств Экспортно-импортного банка Индии



на собственный источник потребляемая из нее мощность будет уменьшаться.

Предприятия могут предлагать свою избыточную электрическую мощность на договорной основе энергосистеме, которая вправе покупать ее и перепродавать потребителям, если это, разумеется, экономически выгодно. Вот почему при формировании генерирующих мощностей следует исходить из того, что часть электрической нагрузки энергосистемы будет покрываться указанными блок-станциями. И вот почему представляется необходимым определить экономически целесообразные масштабы ввода когенерационных мощностей в стране с учетом их размещения на предприятиях и в организациях, а также в малых и средних городах, городах-спутниках.

Экономическая эффективность замещения ими централизованной системы энергоснабжения обусловлена следующими причинами. Общий энергетический КПД для газопоршневых энергетических установок (ГПЭУ) составляет около 90 %, а их электрический КПД при работе без отпуска тепла достигает 45 %, что соответствует 0,273 кг у.т./кВт·ч. Удельный расход топлива при когенерационном режиме для электрической энергии равен 0,140 кг у.т./кВт·ч и для тепловой – 158 кг у.т./Гкал. Сравнивая эти показатели относительно полезно отпущенной электроэнергии для централизованной системы электроснабжения на базе парогазовых станций (с удельным расходом примерно 0,250 кг у.т./кВт·ч) и для децентрализованной на базе ГПЭУ, несложно подсчитать, что во втором случае удельный расход примерно в два раза меньше.

В связи с намечаемым вводом гидроэлектростанций и ветроэнергоустановок (ВЭУ) необходимо решить вопрос об их участии в покрытии нагрузки. Думается, что ГЭС своей вынужденной мощностью способны обеспечить базовую часть графика, а остальной мощностью – пиковую и полупиковую части. Энергия, вырабатываемая ветроэнергоустановками, также должна быть в полной мере использована, в том числе в ноч-

ное время, даже если для этого придется разгружать отборы турбин ТЭЦ, то есть снижать генерируемую теплофикационную электрическую мощность.

Ввод ВЭУ обусловлен не столько необходимостью обеспечить баланс мощности в энергосистеме, сколько соображениями энергосбережения. Экономическая эффективность ветроэнергоустановок зависит от среднегодовой скорости ветра, цены природного газа как замещаемого топлива, удельной стоимости самой установки.

## Варианты выбора

Для выбора оптимальной структуры генерирующих мощностей необходимо принимать во внимание как уже действующие электростанции с учетом их модернизации, демонтажа физически и морально изношенного оборудования, так и новые объекты и их возможности.

На наш взгляд, формируемая сейчас политика развития белорусской энергетики не учитывает в полной мере требования к структуре генерируемых мощностей с учетом их классификации по назначению. Согласно государственной программе развития Белорусской энергосистемы к 2016 году ее установленная мощность составит 9145 МВт, а с учетом 677 МВт мини-ТЭЦ – 9822 МВт. К началу 2021 года с учетом ввода АЭС и блок-станций и вывода более мелких генерирующих источников величина суммарной мощности достигнет примерно 11000 МВт.

Максимальная электрическая нагрузка на 2015 год прогнозируется в размере 6850 МВт, а на 2020 год или начало 2021 года может быть оценена как 7500 МВт. Резерв мощности для 2021 года составит 47,4 %, а без вывода из эксплуатации лукомльских блоков по 300 МВт (если сохранить их в качестве резерва), он составит уже 59,45 %.

Представляется важным выявить влияние ввода АЭС на режим работы тепловых электростанций, то есть техническую допустимость их использования. Речь идет по существу о выборе оптимальной структуры генерирую-



щих источников, участвующих в покрытии переменной части суточных графиков нагрузки. Предполагая коэффициент неравномерности в 2021 году равным, как и ранее, 0,64, получаем величину нагрузки в ночное время зимних суток на уровне 4800 МВт.

Вынужденная мощность для ее покрытия будет включать: мощность АЭС, выдаваемую в сеть энергосистемы и равную 2200 МВт (установленная 2340 МВт за минусом мощности собственных нужд); теплофикационную мощность ТЭЦ, которая, по данным за 2010 год, составила примерно 3100 МВт; плюс 700 МВт когенерационных блок-станций (с учетом намечаемых вводов); вынужденную мощность (технический минимум нагрузки) только одного паротурбинного и трех парогазовых блоков КЭС – около 600 МВт. Таким образом, мы получаем суммарную генерируемую мощность в размере 6600 МВт, что на 1800 МВт выше величины спроса на нее. Если же исходить из того, что не все паротурбинные блоки будут выведены из эксплуатации, то превышение предложения над спросом окажется еще выше.

Для успешного прохождения ночного минимума нагрузки целесообразно было бы разгрузить отборы турбин ТЭЦ и перевести отпуск тепла непосредственно на энергетические котлы. Однако технически такая операция выглядит проблематичной. Другой вариант – снижение неравномерности режима электропотребления путем увеличения коэффициента неравномерности с 0,64, скажем, до 0,8, для чего потребуется увеличить электрическую нагрузку в ночное время на 1200 МВт. Это может быть осуществлено через стимулирование потребителей к выравниванию режима электропотребления и его смещения во времени с пика на ночные часы. Хотя в полной мере осуществить такую переброску проблематично – не все потребители могут регулировать свой график.

Третий вариант – сооружение электродельных, которые смогут принимать в ночное время теплофикационную мощность энергосистемы и выдавать тепло в остальное время суток, сокра-

К началу  
2021 года с  
учетом ввода  
АЭС величина  
суммарной  
мощности всех  
генерирующих  
источников  
достигнет  
примерно  
11 тыс. МВт

щая при этом производство электроэнергии в энергосистеме по теплофикационному режиму. Заметим, что при этом так называемые электроаккумуляционные котельные могут размещаться непосредственно у потребителей энергии или близко от них. Целесообразно изучение возможности использования Кайшадорской гидроаккумулирующей электростанции (по договоренности с Литвой) для выравнивания режима электропотребления. Более реальным вариантом нам представляется комбинация из всех изложенных выше.

Не менее важным является обеспечение покрытия переменной части графика и максимума нагрузки – от 4800 в ночное время зимних суток до максимума в 7500 МВт, то есть роста на 2700 МВт. Чисто маневренными возможностями для этого обладают только газотурбинные установки (ГТУ) и ГЭС. Они быстро загружаются и разгружаются, первые от нуля, вторые от минимальной нагрузки до номинальной. В программе развития Белорусской энергосистемы до 2016 года намечается ввод ГТУ общей мощностью 146 МВт. Общая мощность вводимых ГЭС к указанному сроку составит примерно 100 МВт и еще 100 МВт предполагается ввести к 2020 году. Не исключена возможность появления и дополнительных мощностей ГТУ. Важно определить эффективное соотношение между различными типами маневренных источников.

## На долгосрочную перспективу

В целом выбор оптимальной структуры генерирующих мощностей должен осуществляться в рамках комплексной динамической постановки задачи на период не менее чем до 20–30 лет. На первом этапе представляется необходимым выявить потенциал когенерационных мощностей в республике с использованием их в первую очередь в базовом режиме. Заметим, что эти установки обладают весьма высокими маневренными возможностями, так как могут за короткое время загружаться от нуля до максимальной



нагрузки. При этом удельный расход топлива почти не изменяется с изменением их нагрузки.

Далее должен быть определен потенциал теплофикационных мощностей на основе действующих ТЭЦ в городах и промышленных центрах и его использование в базовом режиме. Для этих ТЭЦ должны быть намечены пути модернизации и развития с учетом прогнозируемого роста тепловой нагрузки. Затем должен быть выявлен потенциал ГЭС, мощность которых должна использоваться частично в базовой и частично в пиковой зонах графика нагрузки. Экономический потенциал ГЭС в стране оценивается в 250 МВт. Мощность АЭС должна вписываться в базовую часть графика нагрузки.

Выбору подлежит и величина установленной мощности парогазовых энергоблоков, которые обеспечивают покрытие частично базовой и частично полупиковой частей графика нагрузки, при этом должна иметься в виду техническая недопустимость режима останова в ночное время и пуска к утреннему росту нагрузки. Также необходимо выбирать величину мощности газотурбинных энергетических установок, предназначенных для покрытия пиковой зоны графика. Она должна увязываться с установленной мощностью парогазовых агрегатов и учитывать техническую возмож-

ность последних к глубокой разгрузке в ночное время суток и резервированию в электрогенерирующей системе.

Важное значение имеет исследование покрытия переменной части летнего суточного графика электрической нагрузки, с учетом существенного снижения 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 режима электропотребления оказывает решающее влияние на выбор величины установленной мощности маневренных генерирующих источников. Включенная мощность КЭС и ТЭЦ должна обеспечить резервирование блока АЭС при аварийном выходе его из строя.

Для формирования оптимальной структуры генерирующих источников целесообразно сформировать модель, в которой будет представлен годовой режим электропотребления в виде нескольких характерных суточных графиков электрической нагрузки, например рабочих, субботних и воскресных, для отопительного и неотапливаемого сезонов. При этом, учитывая сложность однозначного прогнозирования требуемых параметров, было бы целесообразно задавать объем и режим электропотребления в разных вариантах.

\*\*\*

Итак, оптимальная энергосистема Беларуси должна формироваться с учетом режима использования генерирующих мощностей. Это обеспечит выбор технической приемлемой структуры – дающей возможность существенной разгрузки в ночное время суток с целью прохождения ночного минимума как в отопительный, так и в неотапливаемый периоды года с последующей их загрузкой до пиковых значений в остальное время суток.

Принимая во внимание экономическую предпочтительность когенерационных блок-станций по сравнению с традиционными генерирующими источниками на базе природного газа, представляется целесообразным увеличить масштабы их ввода в стране, учитывая при этом высокие маневренные возможности этих источников. Одновременно важно определить оптимальные пропорции развития централизованной системы энергоснабжения и децентрализованной на базе когенерационных источников. Так как намечаемые к сооружению электростанции могут находиться в составе различных ведомств, а также выступать в качестве независимых производителей, целесообразной представляется и координация работ по развитию электрогенерирующих мощностей в стране. ■



Около 1 млн. кВт вырабатывает ежегодно мини-ГЭС «Залузь» в Жабинковском районе Брестской области. Станция работает в основном в автоматическом режиме, посменно ее обслуживают всего пять человек