

УДК 621.311

К ВОПРОСУ РЕГУЛИРОВАНИЯ СУТОЧНОГО ГРАФИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
НАГРУЗОК ПОСЛЕ ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ БЕЛОРУССКОЙ АЭС
REGARDING THE ISSUE OF REGULATING THE DAILY SCHEDULE OF
ELECTRIC LOADS AFTER COMMISSIONING OF THE BELARUSIAN NPP

Богдан Е.В., Карницкий Н.Б., д-р техн. наук., профессор
Белорусский национальный технический университет, г. Минск, Беларусь
E. Bohdan, N.Karnitskiy, Doctor of Technical Sciences, Professor
Belarusian national technical university, Minsk, Belarus

Аннотация. В статье проанализировано влияние ввода в эксплуатацию крупных атомных энергоблоков на суточные графики нагрузок белорусской энергосистемы в отопительный и межотопительный периоды. Указаны основные проблемы, возникающие вследствие изменения структуры генерирующих мощностей и изменении базовой части графика электрических нагрузок.

Abstract. The article analyzes the impact of commissioning of large nuclear power units on the daily load schedules of the Belarusian power system during the heating and inter-heating periods. It indicates the main problems that arise due to changes in the structure of generating capacities and changes in the basic part of the electrical load schedule.

Ключевые слова: энергосистема, суточный график электрических нагрузок, тепловые электрические станции, регулирование, атомная электростанция, покрытие пиковых нагрузок, резерв.

Keywords: power system, daily schedule of electrical loads, thermal power plants, regulation, nuclear power plant, peak load coverage, reserve.

ВЕДЕНИЕ

Установленная мощность энергосистемы Республики Беларусь на начало 2021 года составила 10 073,99 МВт [1]. Установленная мощность 67 генерирующих энергоисточников ГПО «Белэнерго» - 8 897,31 МВт, из них:

– 42 тепловых электрических станций электрической мощностью 8 800,19 МВт;

– 24 гидроэлектростанций установленной мощностью 88,11 МВт;

– Новогрудская ветроэлектрическая станция мощностью 9 МВт.

Вместе с тем, помимо электростанций, входящих в состав ГПО "Белэнерго", эксплуатируется 183 блок-станции, суммарная мощность которых составляет 1176 МВт. За последнее десятилетие в Республике Беларусь реализован ряд проектов реконструкции или установки новых генерирующих мощностей на основе парогазовых установок [2].

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Типовые суточные графики нагрузок в энергосистеме Беларуси в отопительный и межотопительный период в рабочий день 2019 года приведены на рисунках 1 и 2 соответственно.

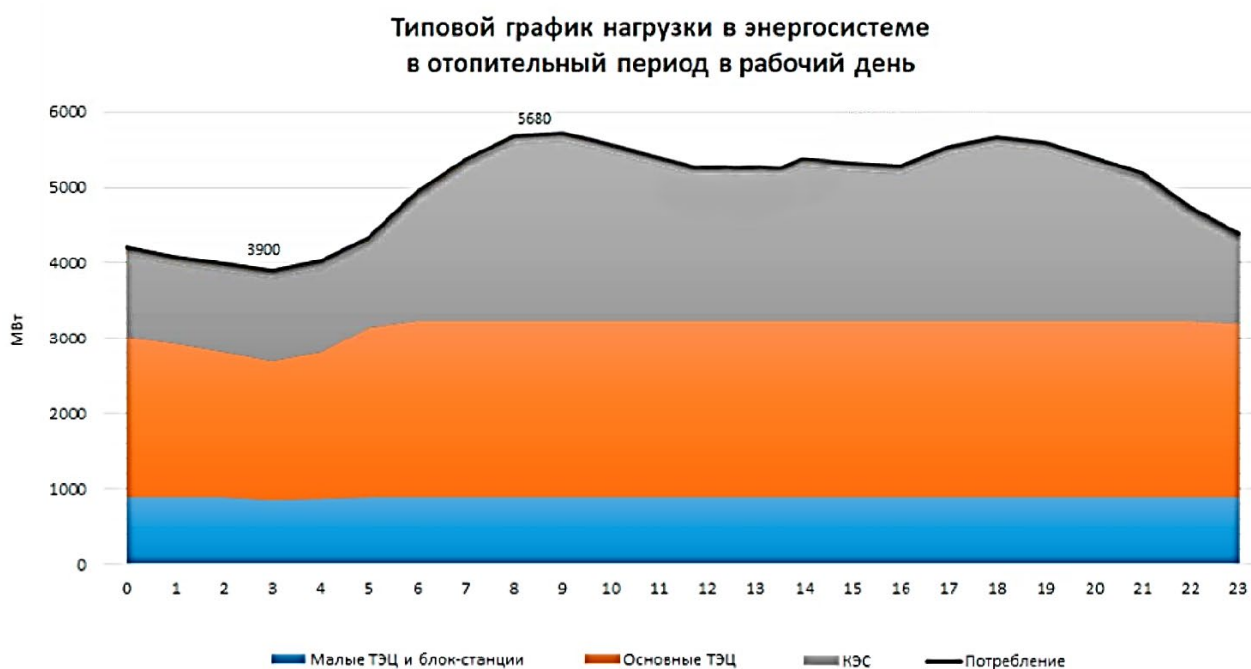


Рисунок 1 – Суточный график нагрузок (зима)

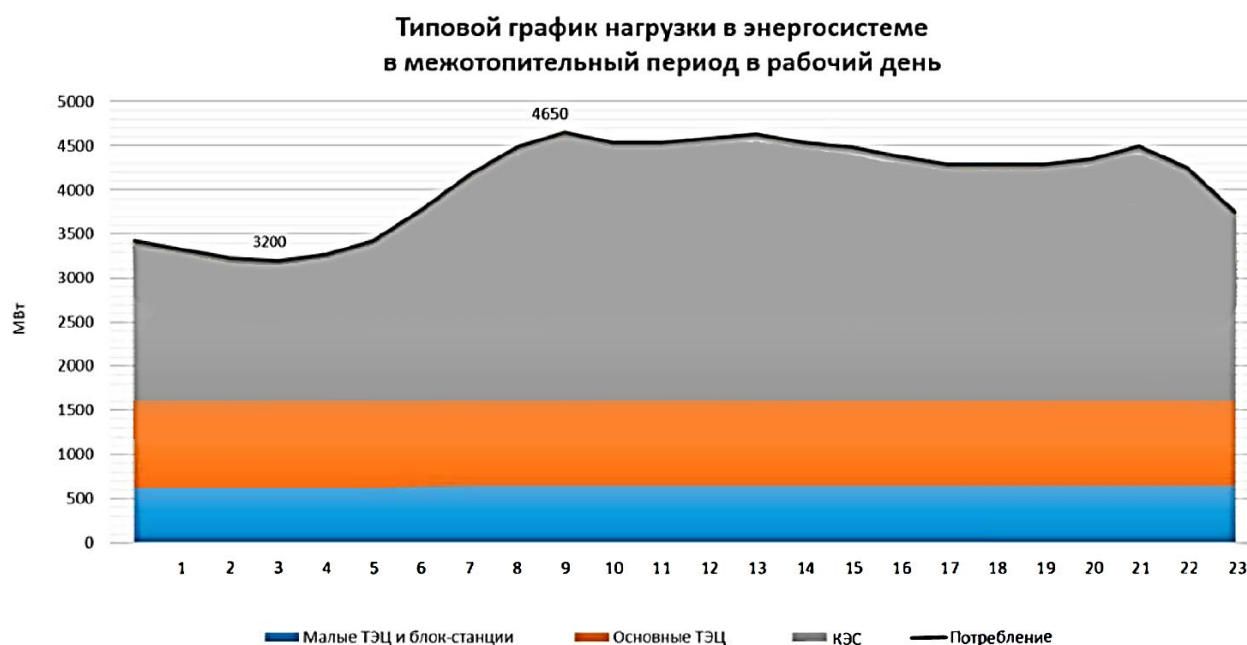


Рисунок 2 – Суточный график нагрузок (лето)

Следует отметить, что существующий суточный график позволяет задействовать самые эффективные источники – ТЭЦ, блок-станции, ПГУ – практически без ограничений (ТЭЦ задействуются без ограничений в неотапительный период и с минимальным ограничением в ночное время в отопительный период). Регулирование суточного графика обеспечивается в большей степени за счет конденсационных блоков КЭС. Резерв в размере мощности самого крупного энергоблока 427 МВт гарантированно обеспечивается за счет вращающихся мощностей недогруженных блоков в системе (горячий вращающийся первичный резерв). Таким образом, суточный график нагрузок сбалансированный, резерв – надежный.

Эффективность работы электростанций Белорусской энергосистемы определяется совокупностью показателей работы отдельного энергетического оборудования. Существенное снижение удельного расхода условного топлива на действующем оборудовании за счет проведения различных технических мероприятий не представляется возможным, поскольку технико-экономические показатели работы оборудования определены нормативными энергетическими характеристиками. Целесообразно замещать неэффективные устаревшие мощности КЭС, занимающие существенную долю в суточном графике, за счет эффективных источников энергии. Одним из ярких примеров повышения эффективности энергосистемы в целом является вывод из работы неэкономичных агрегатов Березовской ГРЭС (2 энергоблока) [3].

В соответствии с государственной программой в 2021 году вводится в промышленную эксплуатацию первый блок Белорусской АЭС мощностью 1194 МВт. БелАЭС – результат эволюционного развития наиболее распространенного и технически совершенного типа станций – АЭС с ВВЭР. Ближайший аналог – Ленинградская АЭС, строящаяся по серийному проекту [4].

Ввод АЭС первого энергоблока АЭС мощностью 1194 МВт в 2021 году и в дальнейшем второго энергоблока той же мощности - непосредственно скажется на изменении базовой части графика электрических нагрузок и ограничит ввод электрических мощностей за счет развития паротурбинных и парогазовых технологий ТЭС. Возникнет необходимость эффективного покрытия пиковой мощности и сопутствующая этому проблема рационального размещения подобных электростанций [5].

На рисунках 3, 4 приведены прогнозные суточные графики нагрузок на 2025 год с учетом ввода и выхода на проектные мощности Белорусской АЭС в отопительный и межотопительный периоды соответственно.

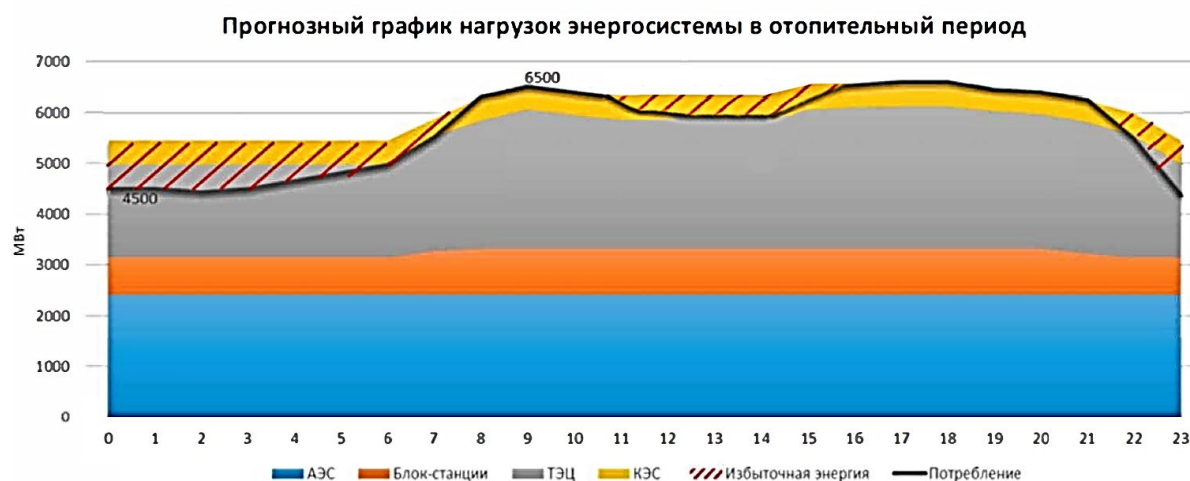


Рисунок 3 – Прогнозный суточный график нагрузок (зима)

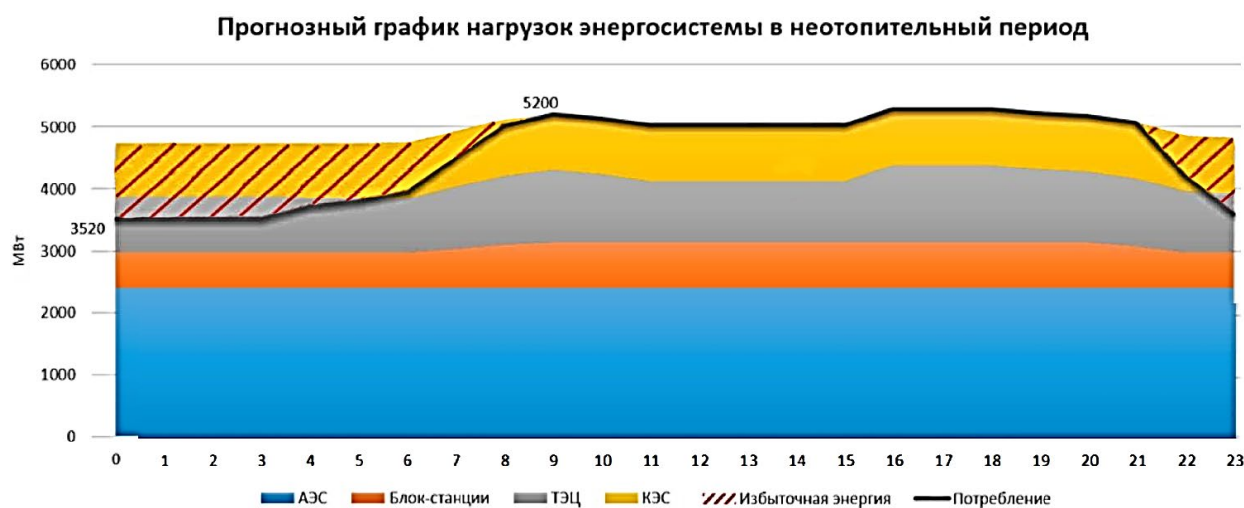


Рисунок 4 – Прогнозный суточный график нагрузок (лето)

В целях наибольшего замещения природного газа в размере около 5 млрд. кубометров в год Белорусская АЭС ориентируется на работу с полной загрузкой в базовом режиме. Со вводом ее в эксплуатацию на полную мощность в Белорусской энергосистеме сложится ситуация, когда ныне действующие традиционные КЭС и ТЭЦ, работающие на природном газе, начнут испытывать достаточно существенную недогрузку по мощности. При этом, как показывают расчеты, чисто избыточная электрическая мощность может превысить 1,5 млн. кВт.

Суточные графики построены с учетом прогнозируемого прироста максимальной нагрузки до 6500 МВт в отопительный период и до 5200 МВт в неотапливаемый. Однако, даже с учетом вышесказанного, после ввода АЭС наблюдается избыточность генерирующих активов, что приводит к нагрузке со стороны амортизации капитала на тарифы, а также задействование остальных активов рискует быть не оптимальным, что может привести к увеличению общей себестоимости в энергосистеме.

Из всей суммарной электрической мощности ТЭЦ, для которых базовый режим работы в зимний период является естественным, только половина может рассчитывать на работу в базовой части суточного графика электрической нагрузки энергосистемы, а другая половина должна быть переведена в маневренный полупиковый режим с ежесуточной разгрузкой отборов теплофикационных турбин непосредственно на котлы ТЭЦ или другие теплоисточники. Исследования, проведенные в РУП «Белнипиэнергопром», показали, что в этой ситуации для разгрузки отборов турбин наиболее эффективно в энергетическом отношении использовать электрокотлы. Образующий при этом сравнительно небольшой перерасход топлива в размере 0,4–0,8 % сопровождается получением дополнительной маневренной полупиковой мощности, спрос на которую в энергосистеме существенно возрастает. Исходя из графиков, ТЭЦ будут ограничены в отопительный и неоперительный период и замещены в части выработки тепловой энергии электрокотлами и пиковыми котлами и бойлерами.

Для остающихся в работе конденсационных энергоблоков в зимний период наиболее характерным явится пиковый режим, что потребует оценки возможности работы в подобных режимах и при необходимости соответствующей доработки их технических схем. В летний же период, когда ТЭЦ разгружаются по теплу и переводятся в стадию ремонтов, конденсационные энергоблоки частично могут загружаться и по базовому режиму. Таким образом, регулирование суточного баланса должно обеспечиваться за счет конденсационных блоков в дневное время и электрокотлов в ночное время. Суточный график не сбалансирован, требует искусственной нагрузки, предполагает пуски-остановы КЭС.

Резерв в размере мощности самого крупного блока 1200 МВт не обеспечивается за счет вращающихся мощностей недогруженных блоков в системе (горячий вращающийся резерв не обеспечен). Согласно отраслевой программе развития электроэнергетики на 2021–2025 годы запланировано строительство пиково-резервных источников суммарной мощностью до 800 МВт. ПРЭИ рискуют стать избыточным решением в условиях общей избыточности мощностей.

К настоящему времени все электростанции энергосистемы в той или иной мере принимают участие в покрытии пиковых нагрузок. Наряду с этим, ввод мощности АЭС станет причиной возникновения необходимости поиска других эффективных способов покрытия пиковых нагрузок. Для энергосистемы Беларуси с интегрированной АЭС в качестве пиковых источников наиболее рационально применять ГТУ, и в некоторых случаях ПГУ, когда нужно быстро набрать/сбросить нагрузку. К примеру, пуск из холодного состояния ПГУ мощностью 170 МВт на Минской ТЭЦ-3 занимает 12–15 минут. Высокоманевренные свойства газовых турбин обуславливают их использование для покрытия остропиковой и полупиковой частей графиков нагрузки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Ввод АЭС в эксплуатацию приведет к существенному ухудшению показателей работы действующих электростанций, однако это является определенной платой за достигаемое при этом сокращение расхода природного газа и повышение энергетической безопасности. Облегчить положение может

более высокий прирост электрической нагрузки, по сравнению с тем, что учитывался в прогнозных расчетах в размере, не превышающем 1 % в год, за счет более интенсивного развития электрификации, установление внешних электроэнергетических связей с выдачей электроэнергии в соседние страны, и в некоторой степени систематически проводимая оптимизация загрузки всех электрогенерирующих установок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Государственное производственное объединение электроэнергетики «Белэнерго» [Электронный ресурс] / «Белэнерго». – Минск, 2021. – Режим доступа: <http://belenergo.by/>. – Дата доступа: 29.03.2021.

2. Богдан, Е.В. Парогазовые установки. Внедрение в Белорусскую энергосистему/ Е.В. Богдан, Н.Б. Карницкий // Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI международной молодежной научно-технической конференции. 9–13 ноября 2015, Иваново. – В 2 т. Т. 2. – Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2015. – С. 299–300.

3. Савчук Е.Л. Состояние энергосистемы Республики Беларусь и краткая оценка ее эффективности // Энергоэффективность. – 2013. – № 6. – С. 14–15.

4. Богдан, Е.В. Особенности инновационного проекта Белорусской АЭС / Е.В. Богдан, Н.Б. Карницкий // Одиннадцатая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2016»: материалы конференции. 5–7 апреля 2016, Иваново. – В 6 т. Т. 1. – Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2016. – С. 7–9.

5. Богдан, Е.В. Изменение условий эксплуатации станций при вводе Белорусской АЭС / Е.В. Богдан, Н.Б. Карницкий // Десятая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2015»: материалы конференции. 21–23 апреля 2015, Иваново. – В 7 т. Т. 1. – Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2015. – С. 24–25.