



ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ В КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ В 2020-2025 ГОДАХ

Д.К. Павлов, студент,
e-mail: dmitriypavlov1104@gmail.com
ФГБОУ ВО «Калининградский государственный
технический университет»

А.Ю. Никишин, канд. техн. наук, доц.,
e-mail: nikduke@mail.ru
ФГБОУ ВО «Калининградский государственный технический
университет»

На основе разработанной математической модели энергосистемы Калининградской области, произведен расчет и анализ 38 режимов работы энергосистемы региона в 2020–2025 гг.: нормальном, аварийно-ремонтном и изолированном. Спрогнозировано увеличение мощностей предприятий региона, участвующих в технологии управления спросом. Оценена возможность применения управления спросом на электроэнергию и соответствующее влияние ее на работу энергосистемы.

***Ключевые слова:** управление спросом, оптимизация, энергосистема, регулирование электрических величин, изолированный режим работы, состав нагрузок, энергопотребление*

ВВЕДЕНИЕ

Такой важнейший параметр работы энергосистемы, как гибкость, можно достичь не только с помощью регулирования предложения со стороны генерирующих объектов, но и с помощью рыночных, технических инструментов, регулирующих спрос. Одним из них является технология управления спросом – Demand Response (DR). Она уверенно и достаточно активно развивается в мире, что подтверждается многочисленными экспертными оценками, согласно которым к 2025 г. прирост мощности DR в мире составит 180 % и достигнет 150 ГВт [1]. С помощью технологии DR системные операторы энергосистемы получили новый эффективный механизм управления энергосистемой для достижения большей надежности и повышения качества электроэнергии [2].

Для российской ЕЭС потенциал этой технологии оценивается в 13 ГВт [1, с. 23], предполагаемый экономический эффект от DR в России может составить порядка 105 млрд. руб. в год. В данный момент происходит интегрирование технологии в работу электросетевого комплекса страны. План внедрения управления спросом утвержден распоряжением Правительства РФ № 830-р от 28 апреля 2018 г. [3].

Наибольшую актуальность экономическая эффективность работы энергосистемы, поддержание ее гибкости и надежности имеют изолированные или удаленные энергосистемы. Именно такой является энергосистема Калининградской области, так как сама Калининградская область является эксклавом России, а в 2025 г. предполагается переход энергосистемы региона в изолированный режим работы [4].

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является энергосистема Калининградской области в 2020 – 2024 гг. при параллельной работе с энергосистемой Литовской Республики и изолированный режим работы энергосистемы Калининградской области 2025 г.

ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Целью данной работы является предварительная оценка объемов мощности участия потребителей в программе управления спросом на электроэнергию и возможного ее влияния на работу энергосистемы Калининградской области на период 2020 – 2025 гг.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- выполнить анализ применения технологий управления спросом в мире и России;
- произвести анализ энергосистемы Калининградской области и перспективы ее развития;
- масштабировать опыт управления спросом на электроэнергию на Калининградскую область;
- произвести отбор мощностей для участия в программе управления спросом и оценить перспективу прироста количества предприятий, участвующих в ней;
- разработать расчетную модель энергосистемы Калининградской области в 2020 – 2025 гг. в программе планирования, оптимизации и моделирования Neplan;
- рассчитать и проанализировать влияние управления спросом в следующие основные режимы работы энергосистемы: сутки летнего минимума и зимнего максимума в 2020 – 2024 гг., аварийно-ремонтный режим в 2020 – 2024 гг., сутки летнего минимума и зимнего максимума при изолированном режиме работы энергосистемы в 2025 г.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Реализована математическая модель энергосистемы Калининградской области в программе планирования и прогнозирования Neplan. На ее основе были рассмотрены следующие сценарии работы энергосистемы: характерные сутки летнего минимума и зимнего максимума нагрузки при параллельной работе Калининградской энергосистемы в 2020 – 2024 гг., аварийно-ремонтный режим работы в 2020 – 2024 гг., характерные сутки летнего минимума и зимнего максимума изолированного режима работы энергосистемы региона в 2025 г. Суммарно рассмотрено порядка 38 схем и соответствующих режимов. Модель была верифицирована по данным разных режимов Калининградской энергосистемы, которые были предоставлены Балтийским региональным диспетчерским управлением (БРДУ).

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

При исследованиях этой проблематики применительно к Калининградской области на основе уже работающих российских пилотных проектов 2019 – 2020 гг. и данных мирового опыта внедрения и использования DR был проведен выбор мощностей, возможных к участию в управлении спросом [5]. В результате стало возможным спрогнозировать прирост мощностей в управлении спросом на 2020 – 2024 гг. по региональному варианту развития энергосистемы как наиболее интенсивно развивающемуся (рис. 1).

Влияние технологии управления спросом на энергосистему Калининградской области было оценено при помощи математической модели. Всего было сформировано 38 схем, каждая из которых описывала определенный режим работы энергосистемы в течение характерных суток. В результате обработки полученных данных стало возможным сделать вывод о том, что в установившихся режимах в Калининградской области управление спросом не вызывает нарушений работы энергосистемы или каких-либо иных негативных последствий.

Применение технологии DR в определенные моменты приводит к снижению нагрузки на сеть 110 кВ и увеличению перетока по сети 330 кВ и далее в систему (рис. 2). В другое

время – приводит к увеличению загруженности линий 110 кВ и, следовательно, к увеличению потерь. Однако суммарные потери за сутки в сетях напряжением 110 и 330 кВ при этом остаются без изменений.

Воздействие управления спросом на суточный максимум потребления колеблется в диапазоне 1,57 – 3,1 % для зимнего сезона и 2,0 – 2,1 % для летнего сезона. Среднее снижение потребления в летнем сезоне составляет примерно 29,0 %. Но эффект от применения технологии DR для уменьшения суточного максимума все-таки снижается в относительном и абсолютном значении даже при сохранении тех же мощностей в управлении спросом. Это в основном связано с тем, что летом образуется новый естественный максимум нагрузки в 17:00, именно он и снижает влияние DR-технологии. Управление спросом в летний период влияет меньше и на потери в энергосистеме, несмотря на то, что к 2024 г. мощность DR составит 4,04 % от всего потребления в летнем сезоне, а в зимнем всего 2,87 %.

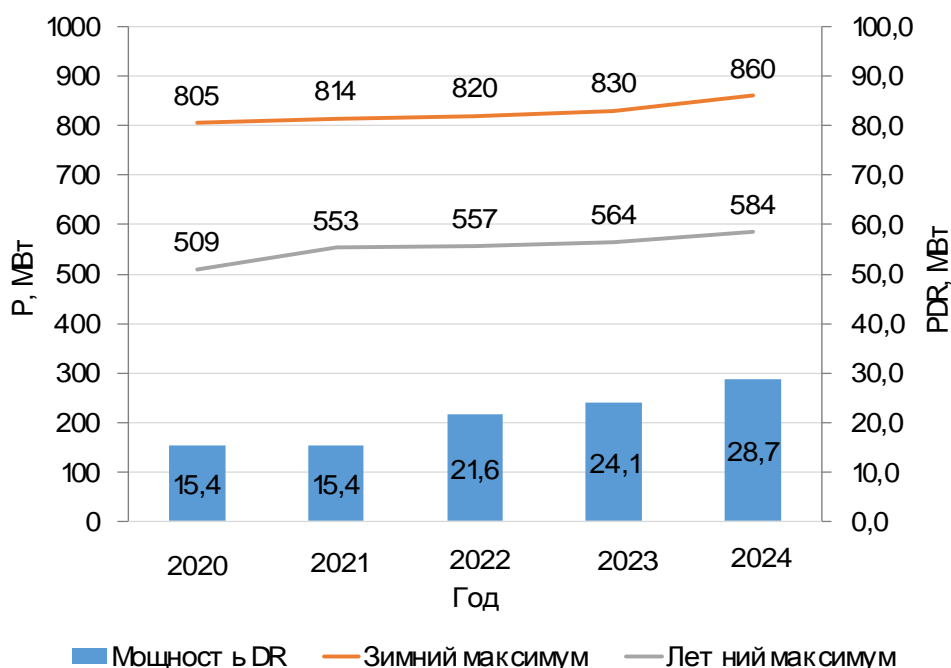


Рисунок 1 – Развитие потребления в энергосистеме и мощностей управления спросом

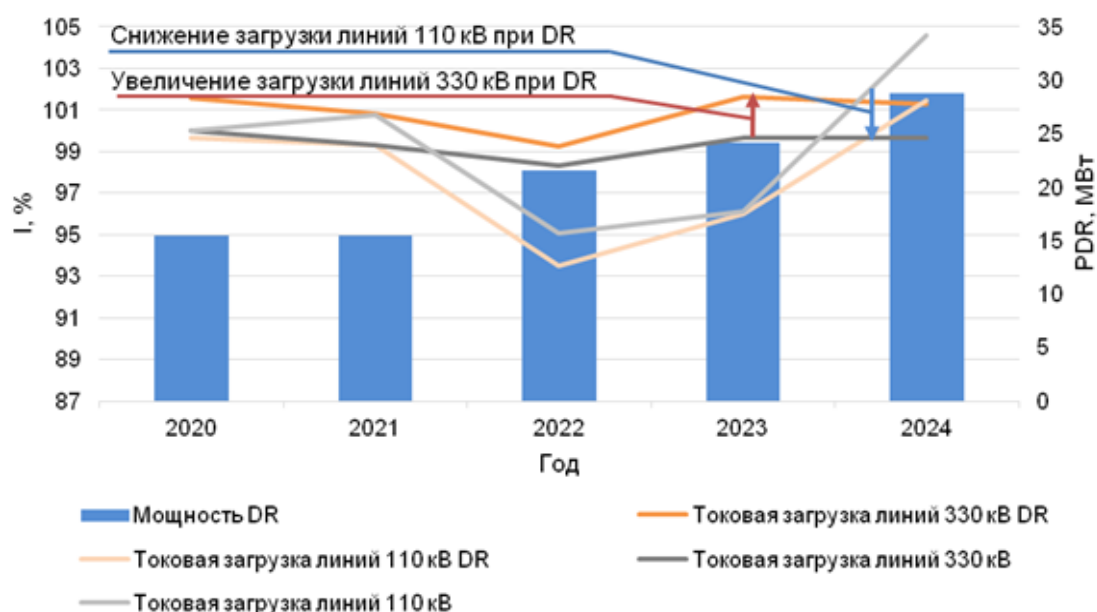


Рисунок 2 – Суммарное изменение токовой загрузки всех линий в 20:00 по отношению к 2020 г. при управлении спросом

Потребление энергии в дневное время происходит равномернее при использовании управления спросом. Это позволяет улучшить прогнозирование, увеличить резерв мощности в энергосистеме. При этом по мере роста мощности, привлеченной к управлению спросом, происходит появление новых перепадов в энергопотреблении, хотя незначительных. Минимизировать их или устранить полностью позволит оптимальное отключение определенных мощностей участников DR.

Однако положительные эксплуатационные эффекты, которые при этом будут достигнуты (уменьшение пикового потребления, равномерность работы энергосистемы), не будут значительными в связи с тем, что существует достаточный резерв генерации мощности и связь с энергосистемой Литвы.

Поэтому при использовании управления спросом в установившемся режиме, сегодня первоочередным становится экономическое обоснование с учетом несущественных технических результатов от оптимизации работы сети и наличия связи с Литвой для осуществления перетока небаланса мощности.

В аварийно-ремонтном режиме (при потере воздушной линии 330 кВ Прегольская теплоэлектростанция – Советск-330 и воздушной линии 330 кВ Северная-330 – Советск-330) наибольшая загруженность линий происходит при максимальном небалансе мощности в энергосистеме. Поэтому снижение суточного максимума выполняется с помощью переноса потребления в суточный минимум (рис. 3).

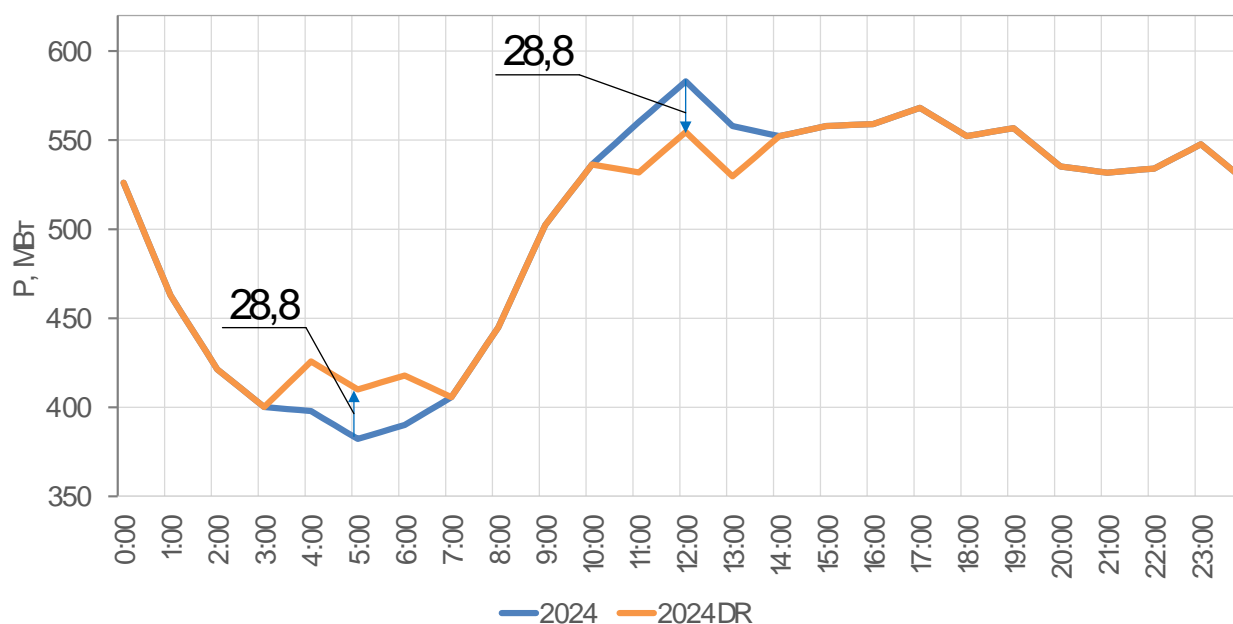


Рисунок 3 –Влияние управления спросом на суточный график потребления активной мощности в 2024 г. Аварийно-ремонтный режим

В аварийно-ремонтном режиме при управлении спросом наблюдается увеличение потерь в диапазоне 1,8 – 2,62 %. Динамика изменения потерь в энергосистеме при использовании DR-технологий по отношению к режиму без управления спросом показана на рис. 4.

Это связано с уменьшением генерации в ночное время и, соответственно, с увеличением потребления электроэнергии происходит и уменьшение перетоков. На практике увеличение потерь может оказаться равным нулю, так как уменьшается нагрузка на сети низкого и среднего напряжения, которые имеют определяющее значение в образовании потерь в энергосистеме в целом. Во время дневного максимума генерацию увеличивают для покрытия потребностей энергосистемы, и при уменьшении потребления электроэнергии происходит значительное увеличение перетоков в систему по линиям, которые имеют меньшее сопротивление. Поэтому уменьшение потерь не покрывает их увеличение из-за возросшей генерации в дневном максимуме. В течение суток при постоянной генерации наблюдалось небольшое снижение суммарных суточных потерь. При этом влияние технологии управления спросом на потери электроэнергии в первую очередь зависит от величины создающихся небалансов мощности. Уменьшение потребления во время суточного максимума оказывается экономически невыгодным из-за возрастающих при этом потерях. При постоянной в течение суток генерации достигается положительный эффект. Если генерация не постоянна, то эффект отрицательный. Достичь максимального положительного эффекта по потерям и по величине токовой загрузки линий можно при уменьшении дневного потребления в суточном максимуме и при снижении генерируемой мощности на электростанциях.

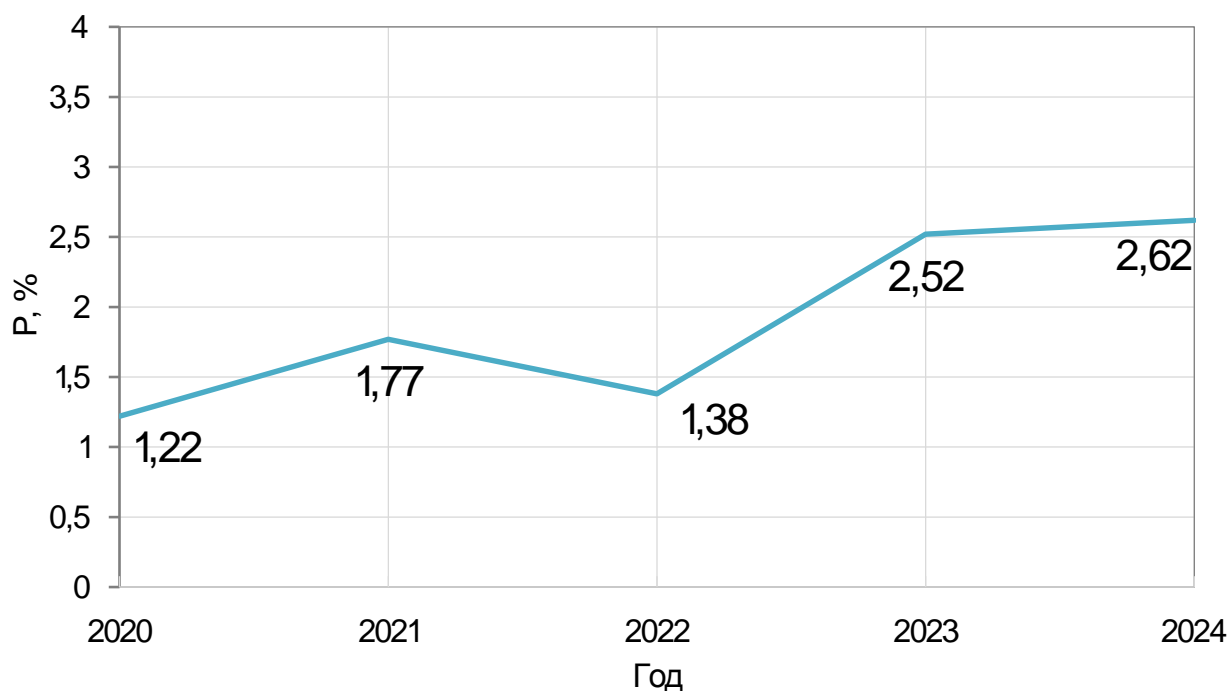


Рисунок 4 –Изменение потерь активной мощности при применении управления спросом по отношению к режиму без управления спросом в аварийно-ремонтном режиме

Самым эффективным вариантом применения управления спросом является использование его при изолированном режиме работы энергосистемы региона. В виду отсутствия возможности перетоков небаланса мощности в систему, необходимо постоянно поддерживать равенство генерируемой и потребляемой мощностей, т.е. любое уменьшение потребления приводит к уменьшению генерации.

Изменение суточного графика при управлении спросом показано на рис. 5.

Не происходит образование новых суточных максимумов, он сохраняет свое время в 20:00. Благодаря этому достигается максимальный эффект от применения технологии управления спросом. За счет сглаживания суточного графика происходит улучшение управляемости системы, повышение резервов мощности. За счет рационального применения управления спросом можно достичь прогнозирования работы энергосистемы и применять технологию как экономически выгодную альтернативу автоматическому вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности.

В зимний период управление спросом не влияет на величину потерь, но уменьшение суточного максимума на 3,25 % дает возможность уменьшить диапазон регулирования генерации активной мощности в дневное время на 15 % (рис. 6), а реактивной – на 50 %.

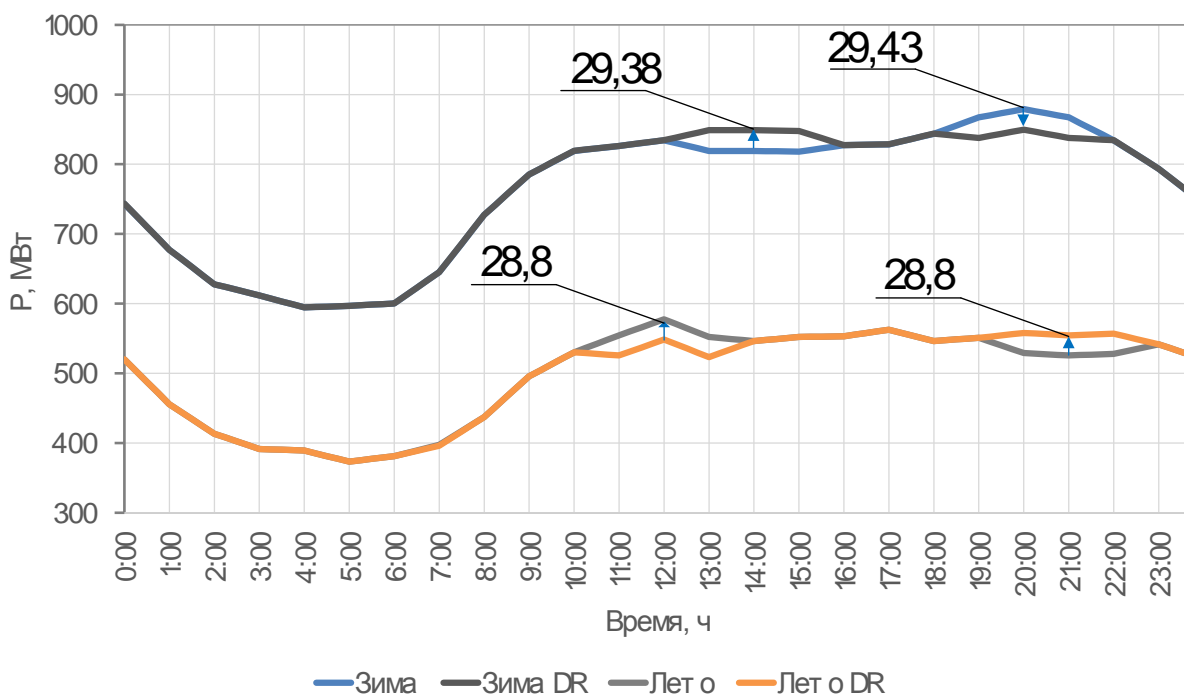


Рисунок 5 –Суточный график потребления в характерные сутки зимнего максимума и летнего минимума. Изолированный режим работы 2025 г.

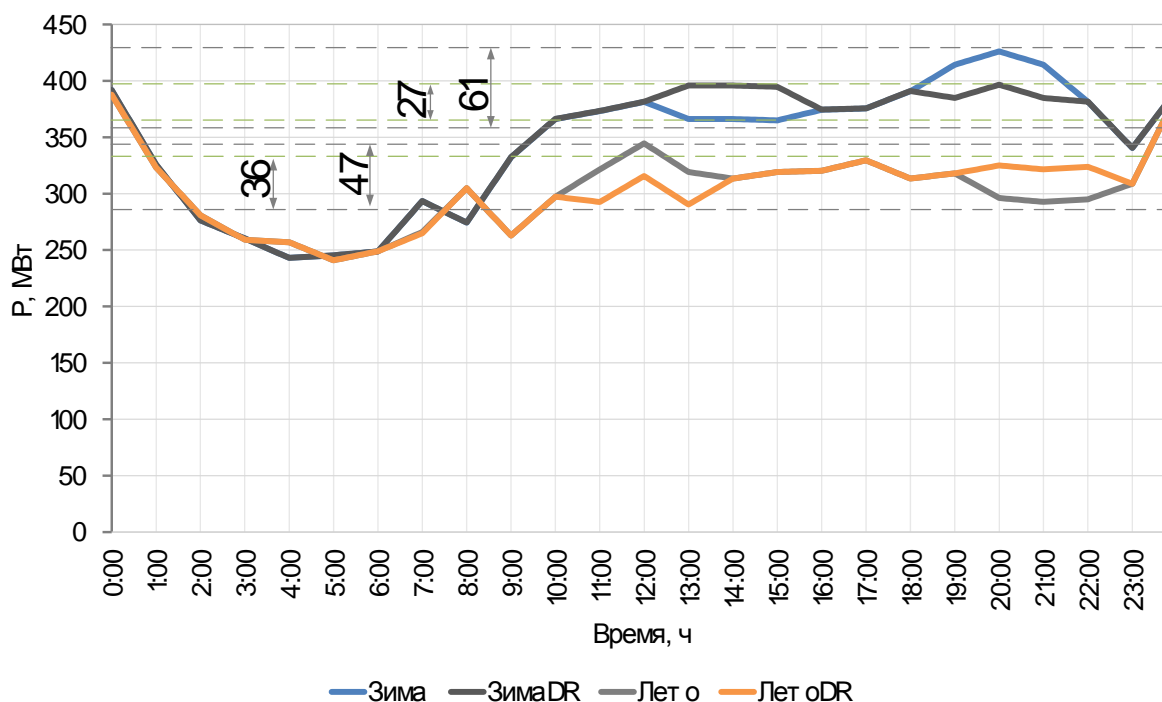


Рисунок 6 –Генерация активной мощности на балансирующей Калининградской ТЭЦ-2 и уменьшение границ регулирования мощности в дневное время

В летнем сезоне из-за образования нового естественного суточного максимума уменьшается эффект от управления спросом. Так, в зимнем сезоне суточный максимум уменьшается на 3,4, а в летнем на 2,6 %, несмотря на снижение максимального потребления в летнем сезоне на 34 % по сравнению с зимним максимумом. Уменьшение дневного диапазона колебания потребления активной мощности на 29 % ведет к уменьшению колебаний генерируемой мощности на балансирующей электростанции на 23,4 % (рис. 6). Поддержание баланса реактивной мощности в летнем сезоне имеет большую актуальность

из-за меньшего потребления по сравнению с зимним периодом. За счет сглаживания графика суточного потребления происходит улучшение управляемости энергосистемы, что в изолированном режиме работы имеет одно из приоритетных значений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, удалось установить, что энергетические сети Калининградской области с технической точки зрения позволяют применять технологию управления спросом. Потери в энергосистеме, токовая загрузка линий имеют минимальные колебания. Дневное потребление становится более равномерным, гибкость энергосистемы повышается.

Однако сохраняются экономические барьеры. И один из них – это неценовая зона энергосистемы Калининградской области. Но сегодня в России уже есть определенный опыт по преодолению экономических барьеров для внедрения технологий управления спросом. Так, Постановление Правительства РФ 287 позволило внедрить технологию ценозависимого снижения спроса на энергетическом рынке. Появление механизмов управления спросом создает для компаний участников энергетического рынка новые возможности и позволяет быстрее внедрять новые технологии в электроэнергетике [1, с. 51]. Внедрение и грамотное использование механизмов управления спросом будет стимулировать развитие энергетических рынков, способствовать трансформации рыночных механизмов в энергетике, повышать их эффективность.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. EnergyNet Управление спросом в электроэнергетике России: открывающиеся возможности. – Москва: IDEA Библиотека, 2019. – 100 с.
2. EnergyNet Demand Response в России: открывающиеся перспективы. – Центр стратегических разработок Северо-Запад, 2018. – 20 с.
3. О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России: Постановление Правительства РФ от 20 марта 2019 г. № 287 // Собрание законодательства. – 2019. – № 13.
4. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Калининградской области на 2020-2024 годы. Утвержден 30-04-2019. – Калининград.
5. Системный оператор на онлайн-семинаре рассказал о подготовке к проведению отбора исполнителей услуг по управлению спросом на III квартал 2020 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.soups.ru/index.php?id=press_release_view&tx_ttnews\[tt_news\]=16146&cHash=fd68167f3c](http://www.soups.ru/index.php?id=press_release_view&tx_ttnews[tt_news]=16146&cHash=fd68167f3c) (дата обращения: 14.11.2020).

PROSPECTS FOR APPLICATION OF ELECTRICITY DEMAND RESPONSE TECHNOLOGIES IN THE KALININGRAD REGION IN 2020-2025

D.K. Pavlov, student
e-mail: dmitriypavlov1104@gmail.com
Kaliningrad State Technical University

A.Yu. Nikishin, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor,
e-mail: nikduke@mail.ru
Kaliningrad State Technical University

Based on the developed mathematical model of the energy system of the Kaliningrad region, the calculation and analysis of 38 modes of operation of the region's energy system in 2020-2025 were made: normal, emergency repair and isolated. An increase in the capacity of enterprises in the

region involved in demand management technology is predicted. The possibility of application and the impact on the operation of the energy system using the technology of demand management is estimated.

Key words: *demand response, optimization, power system, regulation of electrical quantities, isolated operation, load composition, power consumption*