

Сценарии плана развития теплового хозяйства города Нарвы

Сентябрь 2022

Выбор сценариев и описание текущей ситуации

Сеть централизованного теплоснабжения города Нарва снабжает теплом Enefit Power AS, для производства тепла используется 11-й энергоблок Балтийской электростанции, а для обеспечения резервной мощности используются три котла общей мощностью 240 МВт. 11-й энергоблок Балтийской электростанции в основном в состоянии покрыть пиковую нагрузку потребности в тепле города Нарвы. Ранее действующее решение было выгодно для города Нарвы. По состоянию на 11.07.2022 г. Narva Soojusvõrk AS продавало конечному потребителю тепло по самой низкой цене в Эстонии-39,83 €/МВтч.

Для снабжения города Нарвы централизованным теплоснабжением были проанализированы продолжение существующей ситуации, отказ от централизованного теплоснабжения, использование системы централизованного теплоснабжения на тепловых насосах, использование солнечной энергии и отработанного тепла промышленных предприятий в сети централизованного теплоснабжения, **реконструкция 11-го энергоблока Балтийской электростанции**, сооружение новой теплоэлектростанции, а в качестве гибридного решения - предложение централизованного теплоснабжения. Были выбраны последние три, на основе которых были составлены сценарии развития.

Поскольку работа Балтийской электростанции зависит от рыночной цены на электроэнергию, поддержание городского централизованного теплоснабжения за счет когенерации электроэнергии и тепла на основе горючего сланца не будет устойчиво развивающимся в долгосрочной перспективе. В случае остановки 11-го энергоблока Балтийской электростанции из-за рыночной ситуации снабжение теплом сети централизованного теплоснабжения Нарвы будет обеспечиваться за счет резервной котельной, которая использует в качестве топлива природный газ или сланцевое масло. В случае такого решения для производства централизованного теплоснабжения в Нарве будет использоваться ископаемое топливо. Сохранение существующей ситуации в качестве возможного сценария было исключено, поскольку в долгосрочной перспективе решение не будет устойчиво развивающимся в долгосрочной перспективе.

Можно было бы и вовсе отказаться от централизованного теплоснабжения, однако, учитывая произведенные в сеть централизованного теплоснабжения инвестиции, большое количество и долю пользователей централизованного теплоснабжения в городе Нарве, а также преимущества, предлагаемые централизованным теплоснабжением (городской воздух остается чистым, отсутствует визуальное и звуковое загрязнение, необходимость инвестировать в локальное производственное оборудование, безопасность), сценарий отказа от централизованного теплоснабжения также не рассматривается в качестве реалистичной альтернативы. При разработке возможных сценариев развития основное внимание уделялось возможностям обеспечения теплом города через сеть централизованного теплоснабжения. В случае отказа от централизованного теплоснабжения подключенным к централизованному теплоснабжению зданиям потребуется инвестировать в местные производственные мощности. В случае использования тепловых насосов типа «воздух-воздух» к фасадам городских многоквартирных домов будет подключено внешнее насосное устройство, что создаст визуальное и звуковое загрязнение, кроме того, тепловые насосы типа «воздух-воздух» не обеспечивают однородного микроклимата в помещении по периметру всего многоквартирного дома. Эффективность геотермального теплового насоса или теплового насоса «воздух-вода» наиболее высока, когда для подачи тепла используется низкотемпературное тепло, например пол с подогревом. Однако низкотемпературный теплоноситель можно использовать только в случае нового строительства или масштабной реновации существующих зданий. Большинство зданий, подключенных к сети централизованного теплоснабжения, в настоящее время не имеют

технических систем внутри здания, которые позволили бы эффективно использовать систему отопления на основе тепловых насосов.

При выборе локальных источников отопления необходимо учитывать, чтобы производственное оборудование могло производить как базовую, так и пиковую нагрузку. При работе с одним производственным оборудованием всегда сохраняется риск нарушения надежности снабжения, поскольку в аварийной ситуации нет альтернативного решения для производства тепла. В случае решения с отдельным производственным оборудованием производственное оборудование в большинстве случаев не будет загружено равномерно при номинальной мощности, а надежность снабжения не будет эквивалентна надежности снабжения централизованным теплоснабжением, где используются отдельно стоящее базовое и пиковое производственное оборудование с резервной мощностью. При использовании биомассы или мазута в котельном оборудовании увеличивается загрязнение городского воздуха, повышаются риски, связанные с пожарной безопасностью. Необходимо будет регулярно обслуживать локальное оборудование, будет снижаться непрерывность снабжения, нужно будет заниматься заготовкой и хранением топлива. Решения по локальному отоплению не обеспечат комфорта, сопоставимого с централизованным теплоснабжением. Централизованное теплоснабжение оправдало себя в Нарве, поскольку тепло вырабатывалось из отечественного топлива в режиме когенерации, и, таким образом, цена на тепло централизованного теплоснабжения была очень низкой по сравнению с другими сетями централизованного теплоснабжения в Эстонии. Конкурентоспособное централизованное теплоснабжение можно будет предлагать и в будущем, поэтому отказ от централизованного теплоснабжения не рассматривается как возможный сценарий развития.

Тепловые насосы можно интегрировать в сеть централизованного теплоснабжения. В сеть централизованного теплоснабжения Нарвы можно будет поставлять тепло с помощью тепловых насосов типа «земля-вода», «вода-вода» и «воздух-вода». По принципу «земля-вода» и «вода-вода» тепловые насосы имеют высокий сезонный тепловой коэффициент (SCOP), из одного МВтч электроэнергии можно получить более 3 МВтч тепла. На данный момент сеть централизованного теплоснабжения Нарвы невозможно перевести только на тепловые насосы, поскольку температурный график сети централизованного теплоснабжения слишком напряженный. Чем выше выдаваемая температура, тем ниже коэффициент полезного действия теплового насоса. Тепловые насосы используются до температуры теплоносителя 70-80°C, а температура на входе в сеть централизованного теплоснабжения Нарвы находится в диапазоне 120-130°C в период зимнего пика потребления. Поэтому интеграция тепловых насосов рассматривается для повышения температуры воды, возвращающейся в сеть централизованного теплоснабжения, но не в качестве основного источника производства тепла централизованного теплоснабжения, ограничивающим фактором являются технические системы потребителей сети централизованного теплоснабжения, которые не позволяют существенно снизить температуру притока.

По той же причине использование солнечной энергии не рассматривается в качестве возможного отдельного сценария развития теплоснабжения. Поскольку сеть централизованного теплоснабжения Нарвы работает в режиме высокой производительности, тогда интегрировать низкотемпературное сбросное тепло различных производств (в т. ч. серверных парков) в сеть централизованного теплоснабжения просто невозможно. Интеграция различных решений анализируется в третьем сценарии развития. Учитывая, что в Нарве самая низкая цена на централизованное теплоснабжение в Эстонии, вполне вероятно, что во всех предложенных сценариях цена на теплоснабжение в Нарве для потребителей возрастет, но это не означает, что в будущем централизованное теплоснабжение не будет конкурентоспособным по сравнению с альтернативой.

Были выбраны три сценария развития, которые позволяют предложить жителям Нарвы конкурентоспособную цену на централизованное теплоснабжение в будущем и являются устойчивыми в среднесрочной перспективе. Первые два сценария полностью переведут сеть централизованного теплоснабжения Нарвы на возобновляемое топливо, биомассу, а третий вариант исследует возможность комбинирования различных решений. Преимуществом новой когенерационной установки будет более оптимальная мощность по сравнению с реконструкцией котлов Балтийской электростанции, система будет состоять из когенерационной установки, использующей биомассу в качестве топлива, и пиковой котельной. Преимуществом реконструкции Балтийской электростанции является уже построенная инфраструктура – необходимо лишь реконструировать котлы Балтийской электростанции и произвести инвестиции в подачу топлива. После реконструкции Балтийская электростанция будет работать на 100% биомассе. Гибридные решения могут быть реализованы параллельно как первому, так и второму сценариям.

Сценарии развития

1) Реконструкция 11-го энергоблока Балтийской электростанции

Котлы 11 энергоблока Балтийской электростанции будут перестраиваться – будет создана возможность увеличить долю биомассы в Балтийской электростанции до 100%. Тепловая мощность Балтийской электростанции достаточна для покрытия пиковой нагрузки города Нарвы, в сеть централизованного теплоснабжения не требуется дополнительных инвестиций в виде пиковых котлов, в эксплуатации останется резервная котельная Балтийской электростанции (3X80 МВт).

2) Сооружение новой когенерационной установки

Будет сооружена новая теплоэлектростанция, работающая на биомассе. Вместе с когенерационной установкой продумываются различные гибридные решения для покрытия зимней пиковой нагрузки в городе. Рассматривается строительство когенерационной установки мощностью 84 МВт или с более мощной тепловой мощностью. Общая тепловая мощность вместе с пиковой котельной составляет 200 МВт.

3) Гибридные решения

Будут введены в эксплуатацию солнечная энергия и/или тепловые насосы, которые работают в одной системе с когенерационной установкой и пиковой котельной. Кроме того, анализируются альтернативные способы предложения централизованного теплоснабжения. Тепловая мощность когенерационной установки, обеспечивающая базовую нагрузку, может значительно понизиться, например, 50 МВт. Мощность пиковой котельной в этом случае составит 150 МВт.

1. Реконструкция 11-го энергоблока Балтийской электростанции

Город Нарва будет получать основную часть тепла, необходимого для централизованного теплоснабжения, от 11-го энергоблока Балтийской электростанции. Тепло будут получать при когенерации электроэнергии и тепла от приемников паровой турбины, тепловая мощность станции покрывает пиковые нагрузки города Нарвы, в прошлом году максимальное пиковое потребление составило 159 МВтч. Текущая ситуация была благоприятной для жителей города: цена на централизованное теплоснабжение на момент составления сценариев составляла 39,83 €/МВтч.

Enefit Power изучит различные технические решения, которые могли бы использовать 70% и даже до 100% биотоплива в разных режимах работы котла, но при этом сохранялась бы стратегическая возможность использования других видов топлива (горючий сланец, торф).

Преимущества реконструкции 11 энергоблока Балтийской электростанции:

- 1) Инфраструктура построена, осталось только реконструировать котлы 11-го энергоблока и дополнить мощности подачи, переработки и хранения топлива;
- 2) Установлены резервные котлы с тепловой мощностью 3x80 МВт, надежность снабжения полностью обеспечена даже в ситуации, когда 11-й энергоблок Балтийская электростанция не будет в рабочем состоянии;
- 3) В результате решения для обогрева города Нарвы в подавляющем большинстве случаев будет использоваться возобновляемое топливо. Исключением будет резервная котельная, которая будет использовать в качестве топлива сланцевую нефть или природный газ.

Реконструкция котлов Балтийской электростанции на биомассе также сопряжена с рисками. Речь идет об энергоблоке с большой мощностью, номинальная валовая электрическая мощность блока составляет 215 МВт. Перевод 11-го энергоблока полностью на биомассу приведет к значительному увеличению спроса на отработанную древесину и низкокачественную биомассу в регионе. Резкий рост спроса на малоценную древесину может оказать влияние на рыночную ситуацию и доступность, при использовании более качественной древесной щепы существует риск увеличения цены на топливо. Риск можно снизить за счет диверсификации цепочек поставок.

- 1) Возникнет риск, что биомассы низкого качества или отходов древесины не будет хватать в достаточном количестве. Если будет использоваться более качественная древесная щепа, которая будет конкурировать с когенерационными установками, тогда появится опасность того, что цена сырья и стоимость отопления помещений вырастут с увеличением спроса по всей Эстонии, в том числе в сети централизованного теплоснабжения Нарвы;
- 2) 11-й энергоблок Балтийской электростанции является негабаритным для обеспечения теплом города Нарвы. Пиковое потребление тепла в городе Нарве в 2021 году составило 159 МВт, тепловая мощность блока составляет 160 МВт. Хотя тепловая мощность станции была бы оптимальной с учетом зимних пиков, общая мощность станции (тепловая и электрическая) составляет более 300 МВт. С точки зрения обеспечения потребности Нарвы в отоплении более оптимальным было бы строительство когенерационной установки меньшей мощности или котельной с пиковой котельной;
- 3) Более высокая цена на централизованное теплоснабжение окажет давление на отказ от централизованного теплоснабжения.

Для оценки реализации сценария важно проанализировать влияние внезапного увеличения спроса на малоценную биомассу или древесные отходы на рыночную ситуацию. Производственные мощности Enefit Power AS достаточно большие, чтобы оказать влияние на сектор на региональном уровне. Малоценная древесина и древесные отходы уже сегодня закупаются за рубежом, т. е. важно проанализировать объемы и доступность малоценной биомассы и отходов древесины в регионе в целом, а не только в контексте Эстонии. Положительным аспектом сценария можно считать энергетическую безопасность. Конкуренентоспособность когенерационных установок или электростанций с более высокой электрической мощностью на рынке также позволит обеспечить электробезопасность Эстонии.

Надежность обеспечения централизованного теплоснабжения

В случае реновации 11-го энергоблока Балтийской электростанции базовая нагрузка тепловой сети будет полностью обеспечена. Учитывая демографическую ситуацию в городе Нарве и большой потенциал реновации жилищного фонда, увеличение тепловой нагрузки на сеть централизованного теплоснабжения города Нарвы маловероятно, скорее всего, следует ожидать снижения потребления тепла. В 2017–2021 гг. максимальная пиковая нагрузка за год составила 159 МВт, а минимальная - 122 МВт. Ранее максимальная пиковая нагрузка также была выше, при необходимости для покрытия пиковой нагрузки можно использовать и резервную котельную (240 МВт). Надежность теплоснабжения гарантируется при 1-м сценарии развития, а также при увеличении тепловой нагрузки.

2. Сооружение новой когенерационной установки

В 2021 году пиковое потребление города Нарвы составило 159 МВт, т. е. для восполнения пиковой нагрузки следует соорудить дополнительные пиковые котельные, для обеспечения пиковой нагрузки в сети следует ввести в эксплуатацию резервную котельную Балтийской электростанции или интегрировать новую теплоэлектростанцию в более сложную систему. Например, можно интегрировать тепловые насосы в сеть централизованного теплоснабжения, которые повысят температуру возвращаемой воды. Тепловая мощность (теплоэлектростанция вместе с пиковой котельной) должна составить суммарную мощность 200 МВт.

Тепловая мощность Таллиннской Мустамяэской когенерационной установки, построенной в 2019 году, составляет 47 МВт, а ее стоимость – 48 млн евро. Учитывая рост цен на строительство, можно ожидать, что общая стоимость когенерационной установки на биомассе тепловой мощностью 84 МВт составит более 100 миллионов евро. Учитывая потребности города в тепле, строительство новой когенерационной установки является более оптимальным решением, чем реконструкция 11-го энергоблока Балтийской электростанции, так как с учетом теплотребления города 11-й энергоблок Балтийской электростанции является негабаритным в качестве теплоэлектростанции.

Преимущества строительства новой когенерационной установки:

- 1) Новая теплоэлектростанция будет использовать биомассу в качестве топлива, что позволит использовать полностью возобновляемое топливо для обеспечения базовой нагрузки в централизованном теплоснабжении;
- 2) Новая теплоэлектростанция будет иметь меньшую мощность, чем 11-й энергоблок Балтийской электростанции, спрос на древесную щепу или малоценную древесину и отходы вырастет в меньшей степени. Станция будет иметь более высокую эффективность, поскольку сможет передавать всю вырабатываемую тепловую энергию в сеть централизованного теплоснабжения в течение большей части отопительного сезона.

В случае реализации решения необходимо также учитывать возможность обеспечения пиковой нагрузки. В случае когенерационной установки тепловой мощностью 84 МВт из расчета на 2021 год для покрытия пиков потребуется 75 МВт дополнительной тепловой мощности, а пиковая котельная должна работать 22% времени. С учетом резерва тепловая нагрузка города Нарвы вместе с котельной пиковой нагрузки должна достигать тепловой мощности до 200 МВт (в 2016 году пиковая мощность 193 МВт). Таким образом, фактическая мощность, необходимая для дополнительной пиковой котельной, составит 116 МВт.

Для обеспечения пиковой нагрузки можно было бы использовать резервную котельную Балтийской электростанции и применять ее в качестве пиковой котельной, соорудить отдельно стоящую пиковую котельную или интегрировать другую дополнительную производственную мощность в сеть централизованного теплоснабжения.

- 1) Если несмотря на сооружение новой когенерационной установки, Балтийская электростанция, который будет перестроена на биомассу, останется в эксплуатации, давление на спрос на древесную щепу возрастет даже больше, чем в случае 1-го сценария развития (в случае, если 11-й блок БЭС будет использовать только древесные отходы и низкокачественную биомассу, а новая теплоэлектростанция будет использовать древесную щепу более высокого качества);
- 2) Если использование резервной котельной Балтийской электростанции невозможно, необходимо построить дополнительный котел для покрытия пиковой нагрузки, мощность которой будет зависеть от тепловой мощности когенерационной установки.

Надежность снабжения централизованного теплоснабжения

Для обеспечения надежности снабжения централизованного теплоснабжения необходимо обеспечить тепловую нагрузку 200 МВт (самая высокая пиковая нагрузка за последние годы-2016. 193 МВт). Таким образом, при базовой нагрузке 84 МВт необходимо будет инвестировать не менее 116 МВт в пиковую котельную, что в 2021 году, исходя из данных за год, должна находиться в эксплуатации не менее 22% года (в дополнение к летнему периоду обслуживания).

3. Гибридные решения

Помимо традиционных когенерационных установок можно будет предлагать централизованное теплоснабжение, комбинируя различные технологии, что позволило бы оптимизировать режим работы когенерационной установки. Для повышения температуры возвращаемой воды можно использовать тепловые насосы, для производства горячей воды летом можно использовать солнечную энергию, а для эффективного использования избыточного летнего тепла и хранения солнечной энергии также анализируются инвестиции в накопление тепла.

Тепловые насосы

В настоящее время ведутся исследования по интеграции тепловых насосов в существующую систему централизованного теплоснабжения Нарвы. Тепловой насос не сможет обеспечить базовую нагрузку на сеть централизованного теплоснабжения, поскольку параметры централизованного теплоснабжения слишком высокие, но тепловые насосы смогли бы стать дополнительным вариантом при снижении нагрузки когенерационной установки или заменить необходимость использования пиковой котельной. Основным препятствием для более широкого использования тепловых насосов является снижение эффективности при более высоких температурах – выше 70-80°C невозможно эффективно производить тепло тепловыми насосами, но во время зимних пиков также может потребоваться температура подачи централизованного теплоснабжения 130°C. Таким образом, анализируется использование тепловых насосов, в частности, для повышения температуры возвращаемой воды.

Солнечная энергия

Для удовлетворения спроса на отопление и горячую воду в весенне-летний сезон рассматривается использование солнечной энергии. В качестве положительного аспекта решения можно отметить тот факт, что в летний период, когда потребление снижено, можно было бы приостановить когенерационную установку в периоды низких объемов электроэнергии, но это также потребовало бы инвестиций в накопление тепла, кроме того, речь идет о возобновляемой энергии без топлива. Отрицательным можно считать тот факт, что во время наибольшего спроса во время зимних пиков солнечная энергия не создаст дополнительную мощность сети, т. е. использование солнечной энергии не снизит мощность решения по базовой и пиковой нагрузке.

Мусоросжигательная установка и ядерная энергия (альтернативные решения)

Анализируется строительство мусоросжигательной станции и атомной станции для обеспечения базовой нагрузки сети централизованного теплоснабжения Нарвы. Приводятся преимущества и недостатки решений. В случае мусоросжигательной станции основное внимание уделяется обеспечению надежности снабжения топливом, поскольку мусоросжигательная станция Иру в зависимости от года потребляет почти половину объема бытовых отходов, образующихся в Эстонии, в случае строительства атомной станции анализируется, прежде всего, реалистичное время завершения строительства и необходимые для строительства предварительные мероприятия. Кроме того, список различных анализируемых технологий может быть длиннее, если в процессе раскрытия будет проявлен интерес к еще нескольким дополнительным технологиям (например, геотермальной энергии).

Функционирование системы

Теплоэлектростанция и пиковая котельная, независимо от тепловых насосов и солнечной энергии, были бы необходимы для покрытия пиковых зимних нагрузок. Также может быть

рассмотрено строительство пиковой котельной только с тепловыми насосами. Среднегодовая температура в 2021 года составила 70,9°C, т. е. теоретически половину года тепловые насосы могли бы полностью обеспечить базовую нагрузку для централизованного теплоснабжения. Исходя из примера того же года, максимальная температура обратного потока составляла 55,8°C, т. е. тепловые насосы теоретически могли бы снизить мощность пиковой котельной, и это также путем нагрева возвращаемой воды во время пиков потребления. В то же время было бы разумно управлять использованием тепловых насосов в соответствии с ценой на электроэнергию, и было бы разумнее рассмотреть возможность создания тепловых насосов, прежде всего, в качестве дополнительной возможности, позволяющей снизить стоимость централизованного теплоснабжения. Таким образом, мощность когенерационной установки или котельной и пикового котла должна соответствовать значениям, приведенным в предыдущей главе (всего 200 МВт тепловой мощности). В случае такого решения преимуществом является возможность уменьшить размер когенерационной станции, используемой для покрытия базовой нагрузки, и, соответственно, увеличить мощность пиковой нагрузки котельной, поскольку гибридные решения можно было бы покрыть необходимую тепловую нагрузку в течение большей части года при помощи станции с меньшей базовой нагрузкой. Кроме того, накопление тепла не в первую очередь направлено на уменьшение общей установленной мощности, но, прежде всего, позволило бы более эффективно использовать вырабатываемую тепловую энергию, и в зависимости от емкости накопления можно было бы использовать солнечную энергию, ранее накопленную, ночью или хранить тепло в летнее время в течение более длительного периода, когда снова начинается отопительный сезон.

Резервное обеспечение централизованного теплоснабжения

Для обеспечения надежности снабжения необходимо построить котельную с резервной мощностью 160 МВт или использовать для этого существующую резервную котельную БЭС (2x80 МВт), а также котельную с пиковой и базовой нагрузкой мощностью до 200 МВт (например, теплоэлектростанция, обеспечивающая базовую нагрузку 50 МВт и пиковую котельную мощностью 150 МВт).

Заключение

Основным преимуществом реконструкции 11-го блока Балтийской электростанции является наличие инфраструктуры. Сооружена резервная котельная, Балтийская электростанция подключена к сети централизованного теплоснабжения, нужно только отремонтировать котлы и дополнить подготовку топлива.

При сооружении новой котельной или когенерационной установки возникает необходимость решить вопрос обеспечения пиковой нагрузки. Необходимо было бы использовать резервную котельную Балтийской электростанции в качестве пиковой котельной, построить дополнительную производственную мощность или отдельно стоящую пиковую котельную. Преимуществом является меньшая мощность теплоэлектростанции, обеспечивающая базовую нагрузку, по сравнению с 11-м блоком БЭС (например, 84 МВт тепловой мощности новой теплоэлектростанции, 160 МВт БЭС). Можно интегрировать когенерационную установку в более сложную систему, например, повысить температуру возвращаемой воды с помощью тепловых насосов, инвестировать в накопление тепла, использовать солнечную энергию, что сделало бы более разумным построить когенерационную установку, обеспечивающую базовую нагрузку, с еще более низкой тепловой мощностью (например, 50 МВт).

В следующей таблице приведены некоторые возможные примеры сценариев, здесь мы подчеркиваем, что в более широком масштабе анализируются мощности, используемые виды топлива (или альтернативы без топлива), связанные с ними риски и возможности, т. е. выбор рекомендуемых оптимальных диапазоны мощностей и отбор топлива для отопления еще не сделаны и будут выясняться в ходе анализа.

Решение	Базовая мощность	Пиковая мощность	Резервная мощность
Реконструкция 11-го блока БЭС	160 МВт Тепловая мощность БЭС Топливо: биомасса, отходы древесины, щепа	80 МВт Используется резервная мощность 3x80 МВт, из которой 1x80 МВт удовлетворяет потребность	160 МВт Используется резервная мощность 3x80 МВт, из которой 2x80 МВт удовлетворяют потребность
Новая теплоэлектростанция	84 МВт Новая теплоэлектростанция Топливо: Древесная щепа	116 МВт Топливо: газовое и/или жидкое топливо	160 МВт Топливо: газовое и/или жидкое топливо
Гибридные решения	50 МВт Новая теплоэлектростанция Топливо: Древесная щепа	150 МВт Топливо: газовое и/или жидкое топливо	160 МВт Топливо: газовое и/или жидкое топливо