

Прогнозный баланс до 2035 года — видение развития электроэнергетики страны



Женис Дюсенов,
директор департамента разви-
тия Национальной электриче-
ской сети АО «KEGOC»



Инна Ким,
начальник отдела исследова-
ния энергосистем ТОО «Energy
System Researches»

Pазвитие энергети-
ческой отрасли во
многом определяет
развитие страны и дол-
жно реализовываться
упрежденно, учитывая длительные
сроки строительства и ввода в эксплу-
атацию объектов энергетики. В связи
с этим выполняется прогнозирование



развития отрасли,
которое в зависимости
от целей и горизонтов
планирования делится на
краткосрочное, среднесрочное
и долгосрочное. Краткосрочное
прогнозирование (1–3 года)
предполагает подробный план
мероприятий на рассматривае-

мый период. Цель среднесрочного прогнозирования (5–7 лет) – это определение количественных показателей и план распределения ресурсов. Долгосрочное планирование (более 10 лет) выполняется для принятия стратегических решений, направленных на внедрение политических и технических инноваций в целях лучшего распределения ресурсов, выполнения поставленных целей и принятых международных обязательств.

Так, среднесрочное планирование (7 лет) в Казахстане закреплено Законом РК «Об электроэнергетике», согласно которому прогнозный баланс мощности и электроэнергии ежегодно составляется АО «KEGOC» и утверждается Министерством энергетики РК. Прогнозный семилетний баланс составляется в соответствии с «Правилами разработки прогнозных балансов электрической энергии и мощности» и позволяет выявить период наступления и размер дефицита электроэнергии и мощности.

Прогнозный баланс мощности и электроэнергии до 2035 года был выполнен во исполнение поручения Президента РК, данном на расширенном заседании Правительства РК 25 января 2021 года. Целью данного долгосрочного прогноза является рассмотрение вариантов покрытия перспективного дефицита мощности и электроэнергии с учетом принятых целевых показателей развития энергетики и взятых на себя международных обязательств Республики Казахстан по сокращению выбросов, оценка возможных результатов принятых решений.

Прогнозный баланс мощности и электроэнергии до 2035 года был разработан на основании официально предоставленных исходных данных от соответствующих организаций, крупных потребителей электроэнергии и государственных органов, энергопроизводящих организаций по запросам:

- в Министерство энергетики (МЭ) РК;
- в Министерство национальной экономики (МНЭ) РК;
- в Министерство индустрии и инфраструктурного развития (МИИР) РК;
- в ФНБ «Самрук-Казына»;
- в АО «Самрук-Энерго»;
- в ТОО «Расчетно-финансовый центр по поддержке ВИЭ»;
- на электростанции;
- крупным потребителям;
- в распределительные электросетевые компании (РЭК);
- в местные исполнительные органы (акиматы);
- в специальные экономические зоны (СЭЗ) и др.

В течение трех месяцев (апрель – июль 2021 года) было направлено суммарно более 240 запросов, обеще выполнив которых составило ≈80%. Принимались во внимание данные общественных организа-

ций, НПП РК «Атамекен», предвыборной программы партии «Нур Отан» и др.

Планирование работы энергосистемы включает в себя большое количество переменных и ограничений, поэтому для поиска оптимального сценария развития из всех возможных альтернатив необходимо использование математических моделей. Модели оптимизации, как правило, очень требовательны к вычислительным ресурсам, поэтому при моделировании сложных систем, таких как энергетическая, требуется обоснованное определение исходных позиций и допущений.

Прогнозный баланс мощности и электроэнергии до 2035 года был разработан с помощью программного обеспечения ORDENA, позволяющего выполнить долгосрочное прогнозирование развития энергетики с наименьшими затратами при выполнении заданных ограничений. Структурная схема моделирования сценариев развития энергосистемы представлена на рисунке ниже.



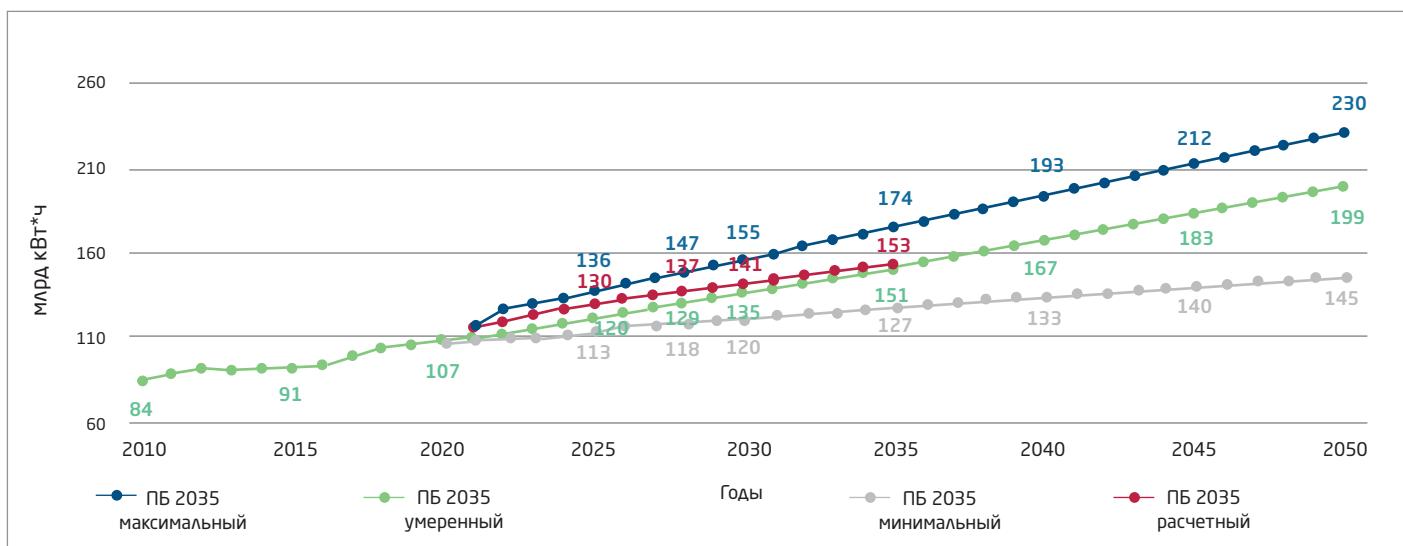
В данной статье будут представлены результаты выполненного моделирования сценариев развития электроэнергетики Казахстана (LCGP) и складывающегося баланса электроэнергии и мощности ЕЭС Казахстана до 2035 года.

Традиционно разработка баланса начиналась с прогноза электропотребления и электрических нагрузок на перспективу, который выполнялся по трем сценариям, при этом за основу принимался Расчетный сценарий, по которому электропотребление в целом по ЕЭС РК составит 137 ТВт^{*ч} в 2028 году и 153 ТВт^{*ч} на уровне 2035 года. Суммарная электрическая нагрузка ЕЭС РК прогнозируется

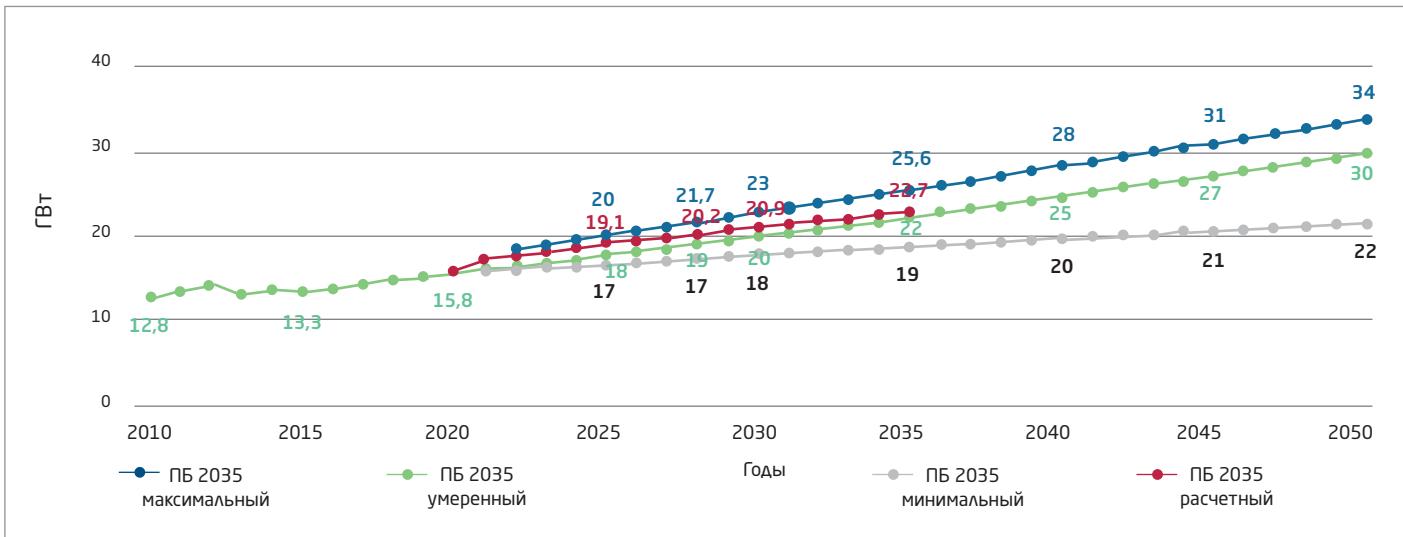
соответственно 20,2 ГВт в 2028 году и 22,7 ГВт на уровне 2035 года.

Кроме того, по результатам рассмотрения Концепции и Доктрины низкоуглеродного развития (КНУР), при анализе чувствительности результатов оптимизации развития генерации с минимальными затратами (LCGP), был рассмотрен дополнительно Максимальный сценарий, который обусловливается активным развитием сельского хозяйства, электротранспорта, информационных технологий (центров обработки данных) и существенным увеличением удельных норм коммунально-бытового потребления.

УРОВНИ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ РК



УРОВНИ МАКСИМАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК РК



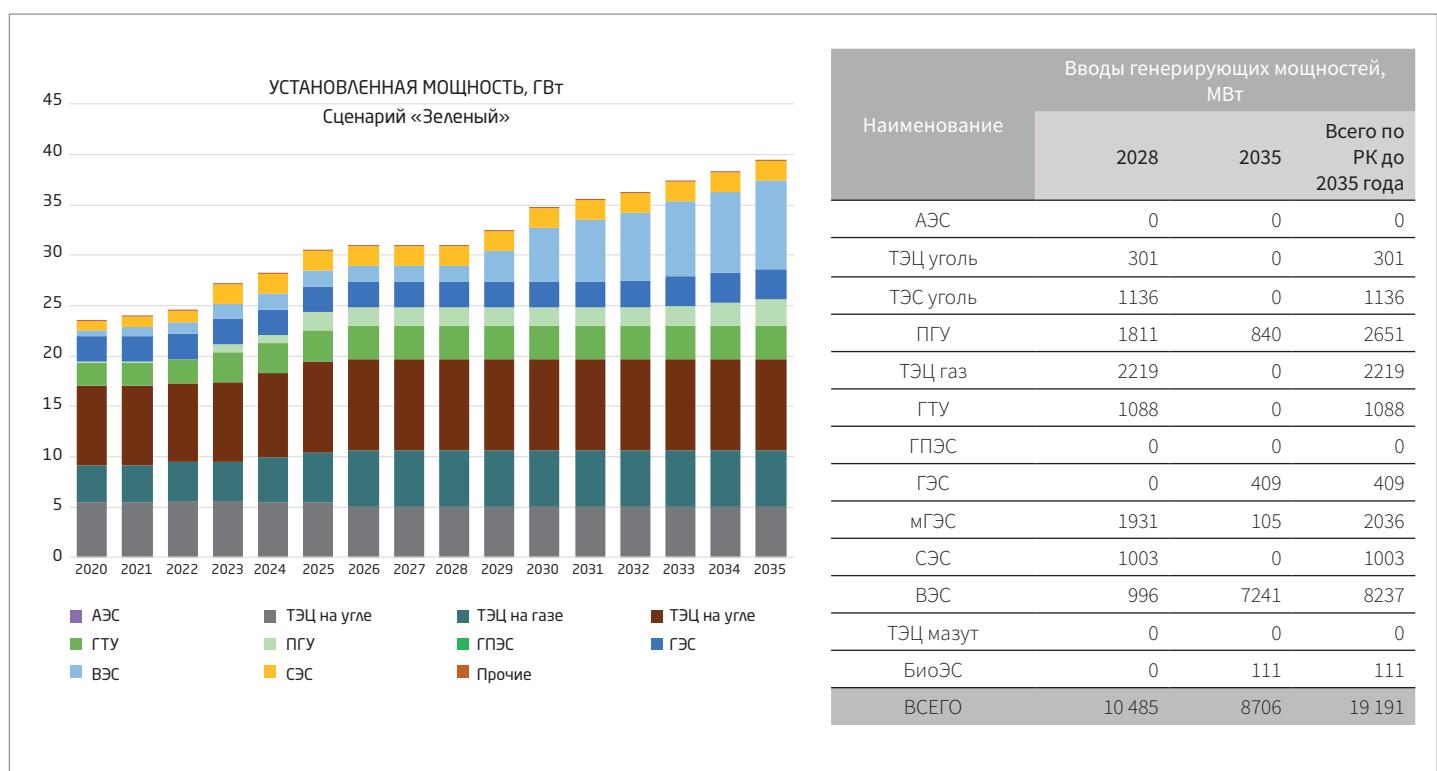
По существующему состоянию (отчет 2020 года) суммарное электропотребление по ЕЭС РК составило 107 млрд кВт^{*ч}, а пиковая нагрузка 15,8 ГВт.

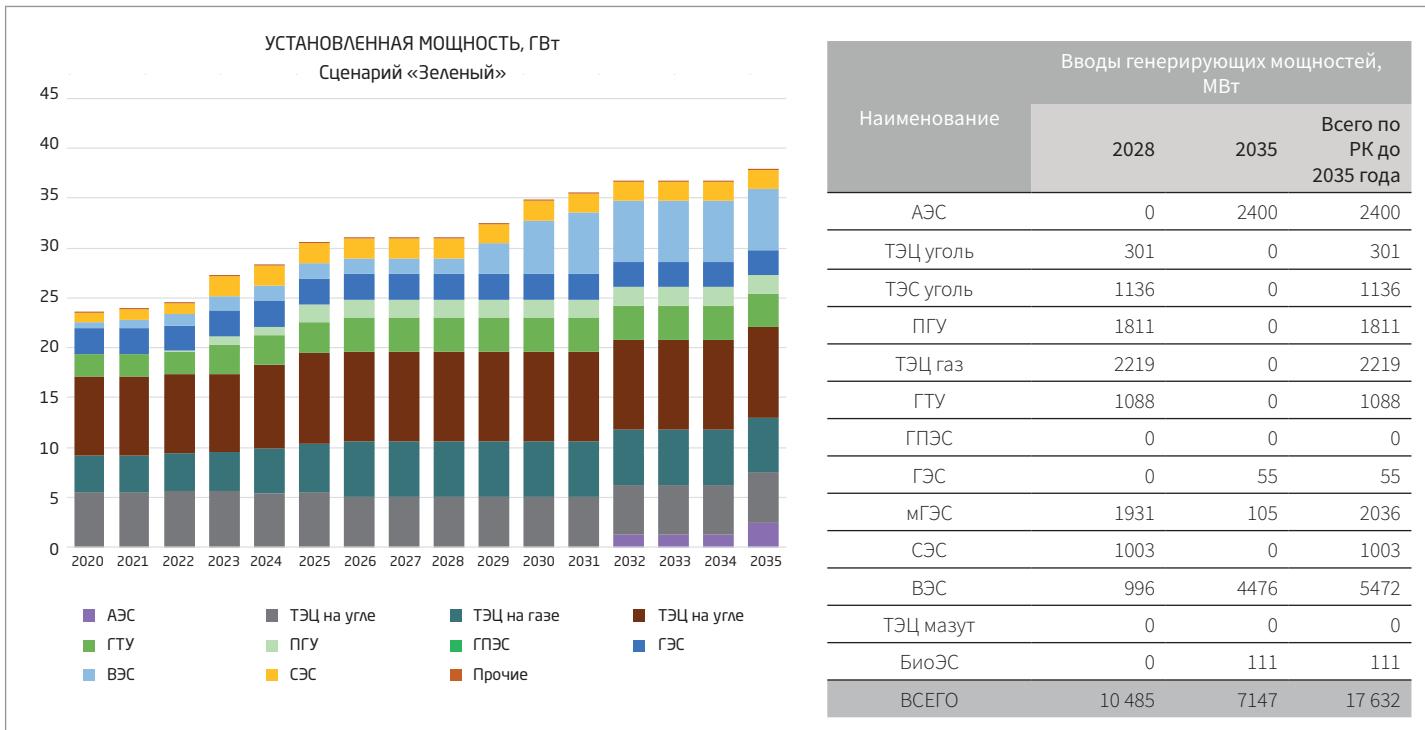
Моделирование выполнялось для двух сценариев развития генерации: «Зеленый» и «Зеленый с АЭС».



Далее представлены результаты моделирования оптимизационной задачи покрытия потребности в электроэнергии и мощности ЕЭС РК до 2035 года с минимальными системными затратами, а также с учетом закладываемых граничных условий по

выбросам CO₂, наличию и стоимости топлива, CAPEX и OPEX по различным генерирующими технологиям, топологии энергосистемы и требований по надежности.





В части величины и структуры генерирующих мощностей в целом по РК до 2035 года ожидается увеличение установленной мощности на ~19,2 ГВт по сценарию «Зеленый», и ~17,6 ГВт по сценарию «Зеленый с АЭС».

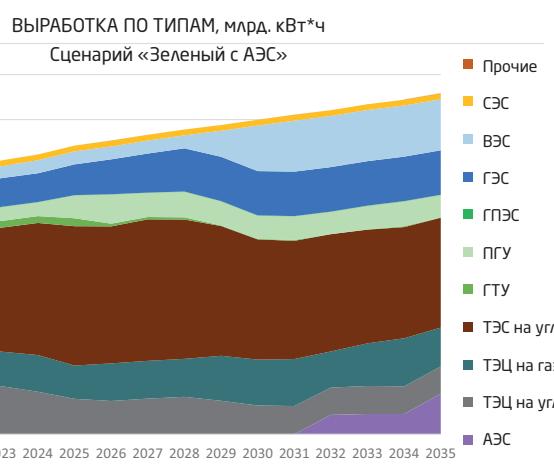
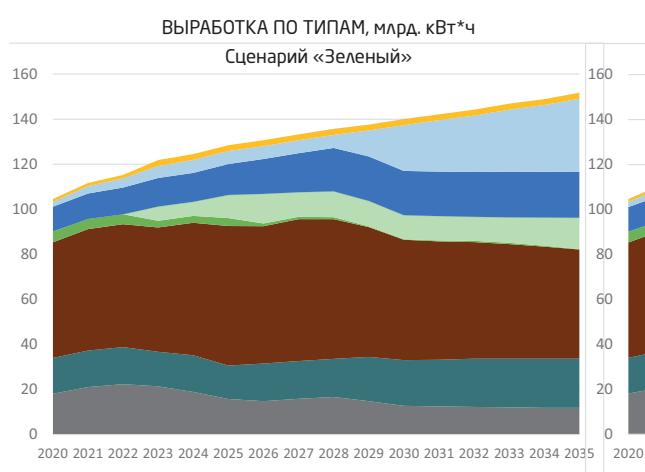
По «Зеленому» сценарию основные вводы приходятся на газовые генерирующие источники (ПГУ – 2,7 ГВт + ТЭЦгаз – 2,2 ГВт + ГТУ – 1,1 ГВт = 6,0 ГВт), ВЭС (= 8,2 ГВт) и СЭС (= 1,0 ГВт), а также гидравлические электростанции (ГЭС – 0,4 ГВт + мГЭС – 2,0 ГВт = 2,4 ГВт).

По сценарию «Зеленый с АЭС», в сравнении с «Зеленым» сценарием, ввод АЭС в период 2032–2035 годов (= 2,4 ГВт) приводит к снижению вводов на ПГУ на -0,9 ГВт (= 1,8 ГВт) и на ВЭС на -2,7 ГВт (= 5,5 ГВт). Также снижаются вводы на гидравлических

электростанциях на -0,35 ГВт (ГЭС – 0,05 ГВт + мГЭС – 2,0 ГВт = 2,1 ГВт).

В части выработки электроэнергии на электрических станциях РК на уровне 2035 года:

- По «Зеленому» сценарию доля выработки электростанций на угле снизится до 40%, на газе увеличится до 24%, на ГЭС, включая малые ГЭС, составит 13%, на ВЭС и СЭС – 23%. Суммарный ожидаемый расход газа составит 7,5 млрд куб. м.
- По сценарию «Зеленый с АЭС», в сравнении с «Зеленым» сценарием, доля выработки электроэнергии на АЭС составит 12%, на газе – 18%, на ВЭС и СЭС – 17%. При этом суммарный ожидаемый расход газа составит 6 млрд куб. м.





Наименование	Сценарий «Зеленый»	Сценарий «Зеленый с АЭС»
Выработка в 2035 г., млрд кВт*ч	152	152
ЭС на угле	40%	40%
ЭС на газе	24%	18%
АЭС	0%	12%
ГЭС	7%	7%
мГЭС	6%	6%
ВЭС	21%	15%
СЭС	2%	2%
Расход газа в 2035 г., млрд куб. м	7,5	6,0

Выбросы CO₂ снижаются с 2028 года, достигают безусловных целевых показателей по Парижскому соглашению –15% в 2030 году и продолжают снижение. При этом на уровне 2035 года доля выбросов за счет электростанций на угле составляет 90–91%, за счет газовых электростанций – 9–10%.

К 2035 году КИУМ на ПГУ возрастает, на ГТУ снижается, что говорит о переходе ГТУ к работе в пико-

вой части графика покрытия нагрузок. На угольных ТЭЦ и КЭС КИУМ также снижается, что обусловлено требованиями по ограничению выбросов CO₂.

Снижение уровня выбросов осуществляется за счет снижения КИУМ угольных электростанций, увеличения доли ВИЭ и газовой генерации в сценарии «Зеленый», а также за счет ввода атомного энергисточника в сценарии «Зеленый с АЭС».

Наименование	Сценарий «Зеленый»	Сценарий «Зеленый с АЭС»
Выбросы, млн т CO ₂	89	89
ЭС на угле	90%	91%
ЭС на газе	10%	9%
Общие приведенные системные расходы, млрд	32,7	37,8
фиксированные	11,5	11,4
переменные	2,6	2,6
стоимость топлива	5,6	5,8
капитальные расходы	13,0	18,0

Суммарные вводы генерирующих мощностей на период до 2035 года составляют 17,6 ГВт, а прирост по установленной мощности – 16,6 ГВт (разница обусловлена тем, что по «Правилам...» учитываются также выводы существующей генерации).

Складывающиеся на период до 2035 года балансы электроэнергии и мощности с учетом планируемой оптимизации развития генерации по сценарию «Зеленый с АЭС» и без нее показаны на рисунке ниже.

Следует отметить, что в целом с учетом планируемой оптимизации развития генерации ЕЭС Казахстана самобалансируется по электроэнергии.

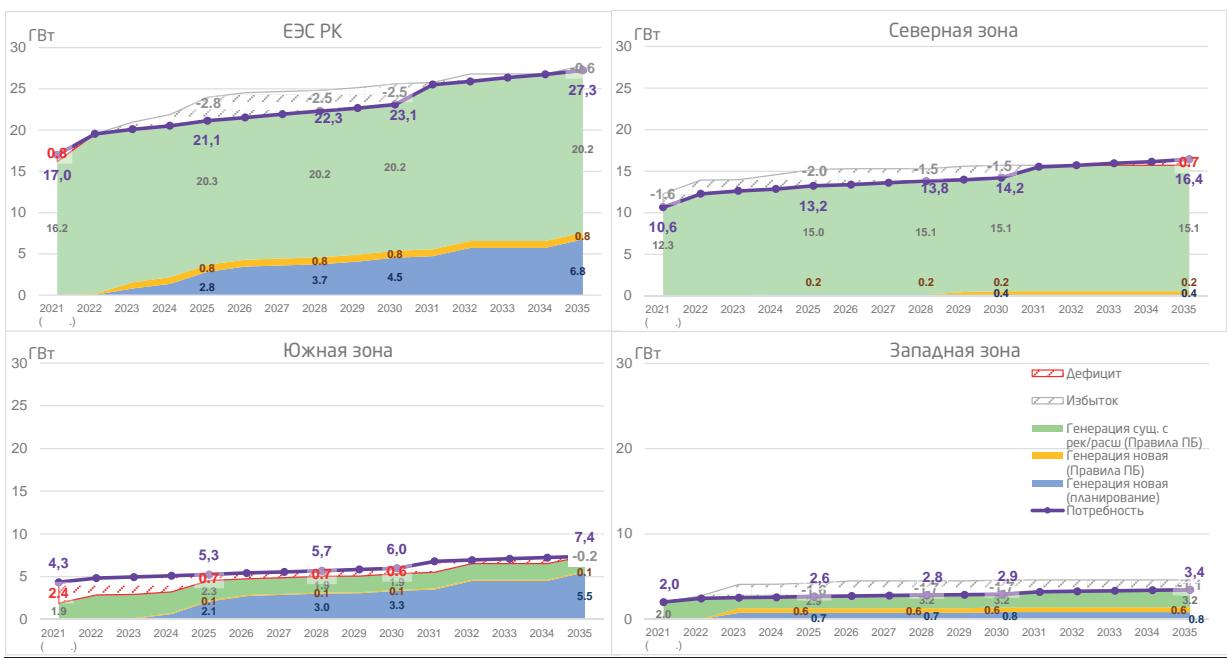
Без ее учета ожидается нарастающий дефицит электроэнергии и мощности, который на уровне 2030–2035 годов может превысить соответственно 40/60 ТВт*ч и 3/7 ГВт.

Основные мероприятия, направленные на обеспечение покрытия прогнозируемой потребности в мощности и электроэнергии в ЕЭС Казахстана, включают:

БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ



БАЛАНС МОЩНОСТИ



Баланс электроэнергии на 2035 год в Северной и Западной зонах складывается с дефицитом 14,7 ТВт*ч и 9,0 ТВт*ч соответственно, в Южной зоне – с избытком 22,4 ТВт*ч из-за снижения выработки на угольных ТЭС и ТЭЦ и увеличения выработки на АЭС, газовых ТЭЦ и ВИЭ, которые в большей степени получают развитие в Южной зоне. Дефицит мощностей Южной зоны постепенно сокращается с 2,0 ГВт в 2022 году, и в 2035 году баланс становится избыточным на 0,2 ГВт. В Северной зоне избыток мощности постепенно сокращается, и начиная с 2032 года баланс становится дефицитным до 0,8 ГВт в 2035 году. В Западной зоне на всем периоде прогнозируется избыток мощности максимально до 1,8 ГВт. Для покрытия прогнозируемых дефицитов в объединении Север – Юг необходимо объединение с Западным Казахстаном.



В краткосрочном периоде это:

- Участие ЖГРЭС в полноблочном режиме.
- Организация импорта электроэнергии.
- Введение финансовой ответственности по покрытию отклонений между прогнозируемой и фактической мощностью объектов ВИЭ как один из стимулов установки систем накопления энергии.
- Ввод балансирующего рынка в реальном режиме и возврат к практике дифференцированных по часам суток тарифов для оптовых и розничных потребителей как первоначальный этап внедрения программы по управлению спросом (повышение тарифов в пиковые часы и снижение в часы провала, особенно актуально для Южной зоны).

К среднесрочным мероприятиям можно отнести:

- Реализацию всех запланированных проектов по реконструкции, расширению и модернизации, в том числе ввод блоков на ЭГРЭС 1 (500 МВт) и ЭГРЭС 2 (636 МВт).
- Реализацию планов по развитию газовой генерации (ПГУ Туркестан 1000 МВт, ПГУ ТЭЦ г. Шымкент 450 МВт, ПГУ Кызылорда 250 МВт, Алматинские ПГУ ТЭЦ 1-3).
- Реализацию планов по развитию гидроэнергетики.
- Развитие проектов ВИЭ и систем накопления энергии.
- Строительство АЭС.