

1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ХМАО-ЮГРЫ.

1.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей энергоснабжение потребителей ХМАО.

Электроэнергетическая система (ЭЭС) ХМАО входит в состав Тюменской энергосистемы и имеет электрические связи с ЭЭС Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) и Тюменской области, также имеется связь с энергосистемами Свердловской и Томской областей. На территории ХМАО имеются районы, питание которых осуществляется от источников электроэнергии, работающих изолировано от Единой энергетической системы России (далее - энергорайоны ХМАО, работающие изолированно от энергосистемы). ЭЭС Ханты-Мансийского автономного округа - Югры представлена электрическими сетями класса 500 кВ и ниже. Энергорайоны ХМАО, работающие изолированно от энергосистемы, представлены сетью 35 кВ и ниже и содержит большой объем распределенной генерации, базирующей на автономных дизельных и газотурбинных электростанциях. В таблице 1.1 приведена динамика электропотребления ЭЭС ХМАО в период с 2010 по 2014 гг.

Таблица 1.1 - Динамика электропотребления ЭЭС ХМАО за период 2010-2014 гг.

Наименование показателя	2010 г	2011 г	2012 г	2013 г	2014 г
Электропотребление, млн. кВт ч	64666,9	65157,2	65761,4	68993,16	70 634,8
Среднегодовые темпы прироста электропотребления (%)	+ 1,26	+0,76	+0,93	+4,9	+2,38

В таблице 1.2 Отражена доля отраслевых электропотреблений на территории ХМАО-Югры,

Таблица 1.2. Доля отраслевого электропотребления по ХМАО - Югре

	Наименование отрасли	Относительное электропотребление, %
1	Нефтедобыча	72
2	Транспорт углеводородов	7,8
3	Газопереработка	6,8
4	Население	4.2
5	Сельское хозяйство	0,023
6	Прочие потребители	9,177
7	Суммарное потребление	100

1.2 Динамика изменения потребления мощности за последние 5 лет

Сводные данные по динамике изменения максимума потребления мощности ХМАО приведены в таблице 1.3 и на рисунке 1.1.

Таблица 1.3 Динамика изменения максимума потребления мощности ХМАО за период 2010-2014 гг., МВт

Наименование	Год				
	2010	2011	2012	2013	2014
Максимум потребления	8221	8307	8420	8790	8 945
Нижневартовский	2254	2321	2251	2229	2386
Сургутский	1999	2005	1997	1992	2034
Нефтеюганский	2007	2011	2131	2326	2350
Когалымский	1108	1112	1250	1374	1259
Урайский	476	465	388	433	384
Няганский	377	393	403	436	482

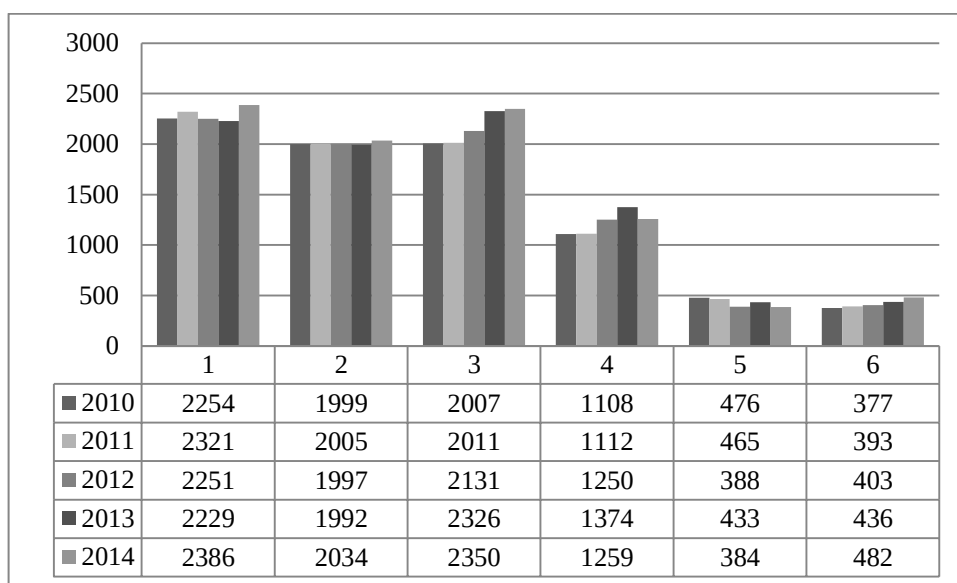


Рисунок 1.1- Динамика изменения максимума потребления ЭЭС ХМАО, МВт

Основные характеристики электросетевого хозяйства ХМАО - Югры на напряжение 110 кВ и выше, вместе с существующими ЛЭП и подстанциями, класс напряжения которых 110 кВ и выше, с указанием сводных данных по ним.

Основу электрической сети энергосистемы автономного округа образуют электрические сети напряжением 500 и 220 кВ. Сети напряжением 110 кВ предназначены для электроснабжения основных потребителей - объектов добычи, транспорта и переработки углеводородов, а также населения и других потребителей хозяйственного комплекса Ханты-Мансийского автономного округа - Югры.

На территории округа находятся следующие подстанции:

ВН 500 кВ – 11 подстанций; ВН 220 кВ – 59 подстанций; ВН 110 кВ – 397 подстанций.

Суммарная мощность трансформаторных подстанций: 15981 МВА на 500 кВ; 11967 МВА на 220 кВ и 16454,6 МВА на 110 кВ.

Общая длина ЛЭП по напряжениям: 5723,62 км – 500 кВ; 5420,77 км – 220 кВ и 8444 км – 110 кВ.

Сводные данные по существующим ПС 110 кВ и выше приведены в таблице 1.4

Полный перечень существующих ЛЭП и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ, с указанием принадлежности, представлен в приложении А.

Таблица 1.4. Сводные данные по существующим ПС 110 кВ и выше энергосистемы ХМАО

Наименование показателя	Кол-во ПС, шт.	Кол-во Т/АТ, шт.	Мощность ПС, МВА
ВСЕГО	467	735	44403
По номинальному напряжению			
500 кВ	11	23	15981
220 кВ	59	130	11967
110 кВ	397	582	16455

Сводные данные по существующим ВЛ 110 кВ и выше приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5. Сводные данные о количестве и протяженности ЛЭП 110 кВ и выше энергосистемы ХМАО.

Наименование показателя	Кол-во ЛЭП, шт.	Длина, км
ВСЕГО	528	19588,39
По номинальному напряжению		
500 кВ	28	5723,62
220 кВ	111	5420,77
110 кВ	98	8444

В 2014 г. на территории Ханты-Мансийского автономного округа - Югры было введено:

ВЛ 220 кВ Няганская ГРЭС - Картопля для обеспечения выдачи блока №3 на Няганской ГРЭС;

ПС 220 (500) кВ Святогор постановка под напряжение ОРУ 220 кВ (АТ-1, АТ-2, ВЛ 220 кВ Магистральная-1 - Святогор).

1.3. Основные внешние электрические связи энергосистемы территории ХМАО.

ЭЭС ХМАО является частью Тюменской энергосистемы. Электрические связи ЭЭС ХМАО с соседними энергорайонами Тюменской энергосистемы, а также других энергосистем представлены ниже.

Ноябрьский энергорайон ЯНАО:

ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-1 - Холмогорская;

ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Кирилловская;

ВЛ 500 кВ Холмогорская - Кирилловская;

ВЛ 220 кВ Холмогорская - Кирилловская;

ВЛ 220 кВ Холмогорская - Когалым;

ВЛ 220 кВ Северный Варьеган - Вынгапур;

ВЛ 220 кВ Зима - Вынгапур;

Северный энергорайон ЯНАО:

ВЛ 110 кВ Белоярская - Надым;

Тобольский энергорайон Тюменской области:

ВЛ 500 кВ Демьянская - Пыть-Ях;

ВЛ 500 кВ Нелым - Магистральная;

ВЛ 500 кВ Нелым - Пыть-Ях;

ВЛ 110 кВ Снежная - Мутен 1,2;

ВЛ 110 кВ Снежная - Фоминская - 1,2;

Тюменский энергорайон Тюменской области:

ВЛ 500 кВ Тюмень - Луговая.

Свердловская энергосистема:

ВЛ 110 кВ Картопля - Атымья 1,2;

ВЛ 110 кВ Сотник - Тавда 1,2.

Томская энергосистема:

ВЛ 220 кВ Нижневартовская ГРЭС - Советско-Соснинская.

1.4 Описание Нижневартовского энергорайона

Нижневартовский энергорайон

Нижневартовский энергорайон территориально соответствует зоне деятельности одноименного филиала электрических сетей ОАО «Тюменьэнерго», в который входят:

Нижневартовский муниципальный район, расположенный в восточной части ХМАО-Югры, за исключением городских округов Покачи и Лангепас с прилегающими территориями в западной его части.

Городские округа: г. Нижневартовск, г. Мегион и г. Радужный.

Основными потребителями электроэнергии и электрической мощности в Нижневартовском энергорайоне являются:

Нефтедобывающие компании: ОАО «РН-Нижневартовск», ОАО «Корпорация Юганефть», ООО «Совместное предприятие

«Ваньеганнефть», ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие», ОАО «Самотлорнефтегаз», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

Предприятия по переработке попутного нефтяного газа ОАО «СибурТюменьГаз», в который входит ГПК ОАО «Белозерный ГПК». Коммунальная бытовая нагрузка городов.

В 2014 году максимум электрической нагрузки потребителей Нижневартовского энергорайона в собственный максимум электрической нагрузки потребителей Тюменской энергосистемы составил 2386 МВт.

Основным источниками электроснабжения потребителей Нижневартовского энергорайона является Нижневартовская ГРЭС установленной мощности 2013 МВт. Нижневартовская ГРЭС была построена для электроснабжения потребителей Нижневартовского нефтедобывающего района, является источником теплоснабжения для п. Излучинска, а также промышленных потребителей.

На нефтегазовых месторождениях Нижневартовского энергорайона эксплуатируются газотурбинные и газопоршневые электростанции нефтяных компаний:

Покамасовская ГТЭС установленной мощностью 9,5 МВт.

Ново-Покурская ГТЭС установленной мощностью 14,25 МВт.

Кошильская ГПЭС установленной мощностью 12 МВт.

Ваньеганская ГТЭС установленной мощностью 36,26 МВт.

Нижневартовский энергорайон является дефицитным. Покрытие дефицита осуществляется от Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2 по сетям 220 и 500 кВ:

ВЛ 500 кВ Кустовая- Трачуковская;

ВЛ 500 кВ Трачуковская - Сибирская;

ВЛ 500 кВ Сургутская ГРЭС-2 - Сибирская;

ВЛ 220 кВ Кирьяновская - Трачуковская;

ВЛ 220 кВ ГПП-2 - Васильев.

По электрическим сетям 220 кВ Нижневартовского энергорайона осуществляется передача мощности в Ноябрьский и Когалымский энергорайоны от ПС 500 кВ Белозерная и ПС 500 кВ Сибирская по следующим ВЛ 220 кВ:

ВЛ 220 кВ Зима - Вынгапур;

ВЛ 220 кВ Сев. Варьеган - Вынгапур.

Основными питающими подстанциями Нижневартовского энергорайона являются ПС 500 кВ Белозерная и ПС 500 кВ Сибирская, через которые осуществляется передача мощности в сети 220 кВ Нижневартовского энергорайона с последующим распределением по распределительным сетям 110 кВ. На ПС 500 кВ Белозерная установлено 3хАТГ 500/220 кВ номинальной мощностью 501 МВА каждая и три АТ 220/110 кВ номинальной мощностью 125 МВА каждый. На ПС 500 кВ Сибирская установлено 2*АТГ 500/220 кВ номинальной мощностью 501 МВА каждая.

На территории Нижневартовского энергоузла размещаются три электрические подстанции напряжением 500 кВ, 20 подстанций напряжением 220 кВ и 113 подстанций напряжением 110 кВ.

Распределительная сеть 110кВ Нижневартовского энергорайона функционирует преимущественно с двухсторонним питанием, опираясь на шины 110 кВ подстанций 220 кВ и ПС 500/220/110 кВ Белозерная.

Электрические связи Нижневартовского энергорайона с прилегающими энергорайонами Тюменской энергосистемы осуществляются по следующим линиям электропередачи:

Когалымский энергорайон:

ВЛ 500 кВ Трачуковская - Сибирская,

ВЛ 500 кВ Кустовая - Трачуковская,

ВЛ 220 кВ Трачуковская — Кирьяновская,

ВЛ 220 кВ Трачуковская - Васильев,

ВЛ 110 кВ Урьевская - Васильев 1, 2,

ВЛ 110 кВ Кирьяновская - ПП Восточный 1, 2.

Ноябрьский энергорайон:

ВЛ 220 кВ Северный Варьеган - Вынгапур,

ВЛ 220 кВ Зима - Вынгапур.

1.5 Описание Нижневартовской ГРЭС.

Нижневартовская ГРЭС - тепловая электростанция из:

1. 2 энергоблоков мощностью по 800 МВт;
2. 1 энергоблока мощностью 410 МВт.

1) В состав каждого энергоблока входит прямоточный котел ПП-2650-255ГМ, турбина К-800-240-5 (рис.1.1), ГРП, блочная обессоливающая установка и вспомогательное оборудование.

Основным топливом котла является попутный газ.

На обоих энергоблоках установлены генераторы типа ТВВ-800-2ЕУЗ Харьковского завода «Электротяжмаш» номинальной мощностью 800 МВт, напряжением 24 кВ с водородным охлаждением, с независимой тиристорной системой возбуждения.

При построении главной схемы станции сохранен принятый в технологической части блочный принцип построения схемы, т.е. существующие генераторы мощностью по 800 МВт каждый через повышающие трансформаторы присоединяются к шинам ОРУ.

Выдача мощности осуществляется на напряжениях 220 и 500 кВ, связь с энергосистемой предусмотрена по воздушным линиям соответствующего напряжения.

ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «Две рабочие системы шин с обходной с двухрядным расположением выключателей» с секционированием, с совмещенными обходными и шиносоединительными выключателями.

Количество ячеек ОРУ-220 кВ -32.

На ОРУ-220 кВ установлены воздушные выключатели типа ВВБК-220/56/3150ХШ.

ОРУ-500 кВ выполнено по схеме «4/3» с двумя системами уравнильных шин и двухрядным расположением выключателей.

Количество ячеек ОРУ-500 кВ -7.

На ОРУ-500 кВ установлены элегазовые выключатели типа 550PM50 со встроенными трансформаторами тока, производства фирмы АББ «Электротехнический».

Связь между ОРУ-220 кВ и ОРУ-500 кВ осуществляется через группу из трех однофазных автотрансформаторов связи «КС01» типа 3хАОДЦТН-167000/500/220ХЛ1 мощностью 167 МВА каждый. Предусмотрена также резервная фаза автотрансформатора.

К ОРУ-220 кВ присоединен турбогенератор первого блока через повышающий блочный трансформатор типа ТНЦ-1000000/220ХШ мощностью 1000 МВА, напряжением 24/242кВ.

В цепи генератора блока №1 установлен аппаратный генераторный комплекс типа КАГ-24, основной частью которого является выключатель нагрузки, рассчитанный на напряжение 24 кВ и ток 30 кА.

Турбогенератор второго блока подключается к ОРУ-500 кВ через повышающий блочный трансформатор типа ТНЦ-1000000/500ХШ мощностью 1000 МВА, напряжением 24/525 кВ. В цепи генератора блока №2 установлено элегазовое генераторное распределительное устройство типа НЕС-7, рассчитанное на номинальное напряжение 30 кВ и номинальный ток 24 кА.

Управление элементами ОРУ-220 и 500 кВ осуществляется с ЦЩУ.

Генераторные выключатели 24 кВ управляются с блочного щита управления.

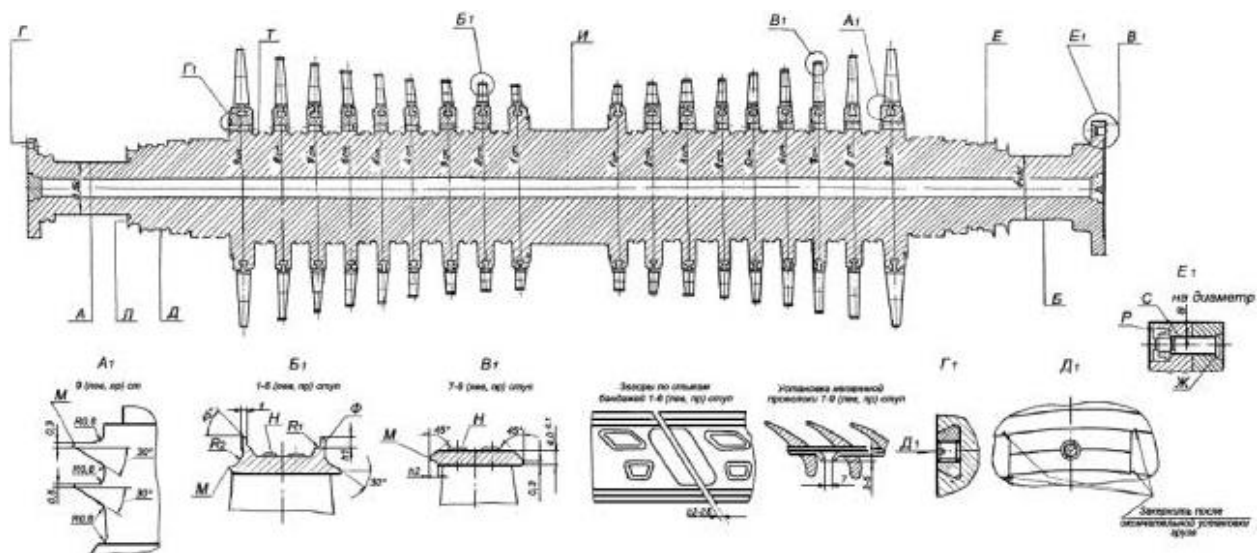


Рис.1.2 Турбина паровая К-800-240-5

2) Блок ПГУ-400 Нижневартовской ГРЭС является бинарной парогазовой установкой с тремя контурами генерации пара, предназначенной для производства электроэнергии. Основным и резервным топливом энергоблока является предварительно подготовленный попутный нефтяной газ с месторождений компании Роснефть.

Основное оборудование ПГУ представлено многовальной энергетической установкой 109FA производства «General Electric» (обеспечит сервисное обслуживание в течение 12 лет) с газовой турбиной PG9351FA (рис 1.2) с генератором 324Н 50 Гц и паровой турбиной 109D12 с генератором 9А5, установленных на разных валах и соединённых со своими собственными генераторами, а также котлом-утилизатором П-143 производства ОАО ИК «Зиомар».

На энергоблоке установлена самая современная распределенная система управления на базе оборудования Siemens, локальные системы контроля и управления основным оборудованием станции, которые были спроектированы и поставлены ЗАО «Интеравтоматика».

Выдача мощности в энергосистему осуществляться через существующее на ГРЭС ОРУ-500 кВ. Для присоединения блока к ОРУ 500 кВ произведено строительство аванпоста с элегазовым оборудованием 500 кВ.

Проектом предусмотрено подключение энергоблока к существующей прямоточной системе водоснабжения Нижневартовской ГРЭС из реки Вах.

Установленная электрическая мощность 402 МВт

Блок без теплофикации КПД 55,9 %

Состав основного оборудования:

- газотурбинная установка PG9351FA General Electric, мощность газовой турбины 258,6 МВт
- паровой котел-утилизатор П-143 ОАО «Атомэнергомаш»
- паровая турбина 109D12 General Electric, мощность паровой турбины 143,2 МВт
- генератор ГТ 324Н с водородным охлаждением General Electric, мощность генератора ГТ 355,7 МВт
- генератор ПТ 9А5 с воздушным охлаждением General Electric, мощность генератора ПТ 183,8 МВт
- трансформатор ТРДНС32000/35 УХЛ1 ОАО «Уралэлектротяжмаш», воздушное охлаждение.

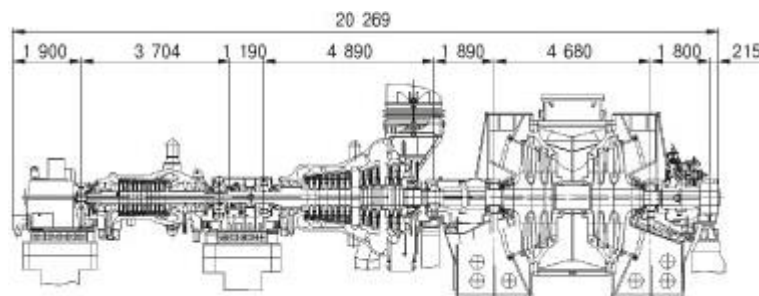


Рис.1.3 Газотурбинная установка PG9351FA

Вывод: Главной стратегией социально-экономического развития ХМАО-Югры, опираясь на утвержденное распоряжение Правительства АО от 22.03.12г № 101-рп, до 2020 года и на период до 2030 года является развитие потенциала Югры путем совершенствования электроэнергетического комплекса, который из отрасли, целиком обслуживающей потребности нефтегазового комплекса, станет базовой, частично сориентированной на рынки соседних дефицитных энергорайонов Урала и Сибири.

В территориальном разрезе прирост потребности в электрической мощности по Тюменской энергосистеме (включающую в себя электроэнергетическую систему Ханты-Мансийского автономного округа – Югры) определяют Северный, Тюменский, Нефтеюганский, Тобольский, Нижневартовский и Ноябрьский энергорайоны. На их долю приходится 73-75 % от учтенного прироста потребности в электрической мощности в перспективе до 2020 гг. При этом доля Нижневартовского энергорайона оценивается величиной 18 % в отчетном 2015 г и 15 % - до 2020 г.

2 ОЦЕНКА РЕЖИМОВ РАБОТЫ СВМ ПОСЛЕ ВВОДА БЛОКА №3.1 МОЩНОСТЬЮ 410 МВт.

2.1. Балансы мощности

Баланс мощности ОЭС Урала на этап ввода ПГУ-410 (2013г) на Нижневартовской ГРЭС (блок № 3.1) и на 2020 (предполагаемый ввод блока №3.2) приводится в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Баланс мощности ОЭС Урала на 2013 г, 2020 г (в мегаваттах).

Наименование	2010 г	2013 г	2020 г
Собственный максимум нагрузки ОЭС Урала	35927	40880	47570
Резерв мощности	5817	8100	8300
Тс же, в % от максимума нагрузки	16	20	17
Итого потребность	41744	48980	55870
Покрытие			
Установленная мощность электростанций	42755	54022	58884
Располагаемая мощность электростанций	41836	52193	57225
Неиспользуемая в балансе мощность ГЭС	0	420	460
Используемая в балансе мощность	41836	51773	56765
Дефицит (-), избыток (+)	92	2793	895

Анализ таблицы показывает, что на этапы ввода энергоблока на Нижневартовской ГРЭС (2013 г) и на 2020 г баланс мощности ОЭС Урала складывается с избытками при условии осуществления намеченных вводов генерирующих мощностей в рамках выполнения договоров о предоставлении мощности (ДПМ) оптовыми и территориальными генерирующими компаниями.

Снижение избытков мощности в 2020 г объясняется уменьшением объемов вводов генерирующей мощности в период 2016-2020 гг по сравнению с периодом 2010 - 2015 гг при прогнозируемом росте электрических нагрузок потребителей.

Избытки мощности используются как для передачи мощности в соседние энергообъединения, так и для обеспечения необходимых объемов демонтажа изношенного генерирующего оборудования на электростанциях ОЭС Урала.

При составлении баланса мощности по Тюменской энергосистеме на период до 2015 г рассматривались электростанции, перспективное развитие которых принято на основании следующих материалов:

- перечня генерирующих объектов, с использованием которых будет осуществляться поставка мощности по договорам о предоставлении мощности (ДПМ), утвержденного распоряжением Правительства РФ № 1334-р от 11.08.2010;
- перечня вводов генерирующей мощности в рамках корректировки «Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики России до 2020 г с учетом перспективы до 2030 г»;
- выполненных проектных проработок по схемам выдачи мощности электростанций;
- планов капитального строительства нефтяных компаний и ОАО «Газпром».

Баланс мощности Тюменской энергосистемы на собственный максимум электрической нагрузки на период до 2015 г приведен в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Баланс мощности Тюменской энергосистемы на 2015 г (в мегаваттах)

Наименование	2010г	2011г	2012г	2013г	2014г	2015г
Собственный максимум нагрузок	11743	12600	13400	13900	14050	14400
Резерв мощности	-	1400	1600	1800	2000	2200
В процентах от максимума нагрузка	-	11	12	13	14	15
Передача мощности в ОЭС Сибирь	235	200	200	200	200	200
Передача мощности по ВЛ 220 кВ Надым-Салехард	-	-	-	-	-	-
Передача мощности по ВЛ 220 кВ в Ванкорский энергорайон	-	-	10	10	30	110
Итого потребность	11978	14200	15210	15910	16280	16910
Установленная мощность электростанций	12539	14939	16449	17592	17592	17597
Располагаемая мощность электростанций	11708	14691	16204	17350	17352	17388
Дефицит (-), избыток (+)	-270	491	994	1440	1072	478
Нижневартовская ГРЭС, всего	-	-	-	410	410	820
в том числе:						
- энергоблок № 3.1	-		-	410	410	410
- энергоблок № 3.2	-	-	-	-	-	-
Итого дефицит (-), избыток (+)	-270	491	994	1850	1482	1298

В разработанных балансах с 2012 г учтена передача мощности в Ванкорский энергорайон (север Красноярского края) на основании выполненной ОАО «ИЦЭУ» Дирекцией «Энергосетьпроект» в 2010 г работы «Обоснование инвестиций строительства электросетевых объектов ЕНЭС в составе схемы выдачи мощности Уренгойской ГРЭС и схемы внешнего электроснабжения Ванкорской группы месторождений».

Также в рамках реализации программы «Урал Промышленный - Урал Полярный» учтена передача мощности на Полярный Урал (г.Салехард, г.Лабытнанги, пос.Харп, пос.Полярный) по ВЛ 220 кВ Надым-Салехард с 2016 г на основании «Схемы и программы развития Единой Энергетической Системы России на период до 2016 г» и выполненной в 2010 г ОАО «ИЦЭУ» Дирекцией «Энергосетьпроект» работы «Прогнозы электропотребления, максимумов нагрузки, балансов электроэнергии и мощности Ямало-Ненецкого автономного округа до 2020 г».

Величина передаваемой мощности из Тюменской энергосистемы (от Нижневартовской ГРЭС) в ОЭС Сибири в прогнозный период до 2020 г зависит от развития электрических сетей в данном направлении.

В соответствии с инвестиционной программой ОАО «ФСК ЕЭС» ведется сооружение ВЛ 500 кВ Нижневартовская ГРЭС - Советско-Соснинская и ВЛ 500 кВ Советско-Соснинская - Парабель с временным включением на напряжение 220 кВ (ввод в 2013 г). С 2015 г ведется сооружение ПС 500 кВ Советско-Соснинская с переводом ВЛ Нижневартовская ГРЭС - Советско-Соснинская - Парабель на номинальное напряжение 500 кВ.

В связи с неопределенностью загрузки сети при составлении прогнозных балансов мощности Тюменской энергосистемы и Нижневартовского энергорайона с 2017 г принят нулевой переток по связи Тюменская энергосистема - ОЭС Сибири.

Анализ таблицы 2.2 показывает, что без учета ввода одного энергоблока ПГУ-410 (ст. № 3.1) на Нижневартовской ГРЭС при условии реализации вводов мощности на других электростанциях баланс мощности Тюменской энергосистемы складывается на этап 2013 г с избытками мощности порядка 1440 МВт. Но в 2020 г ожидается снижение избытков мощности до 205 МВт.

С вводом первого энергоблока № 3.1 (2013 г) избыток мощности по Тюменской энергосистеме составляет 1850 МВт, на этап 2020 г - 1025 МВт.

Увеличение избыточности баланса мощности Тюменской энергосистемы с учетом расширения Нижневартовской ГРЭС в прогнозный период позволит обеспечить покрытие не только собственной потребности в мощности, но и передавать избытки мощности в дефицитные уральские энергосистемы.

Кроме того, при увеличении объемов устаревшего оборудования на электростанциях как самой Тюменской энергосистемы, так и других энергосистем ОЭС Урала на этапе 2015 г и на конец рассматриваемого периода, избыточная мощность может быть использована для компенсации снижения мощности, обусловленного необходимостью проведения реконструкции и демонтажа устаревшего оборудования на электростанциях Тюменской энергосистемы и ОЭС Урала.

Прогнозный баланс мощности Нижневартовского энергорайона приведен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Баланс мощности Нижневартовского энергорайона на период до 2015 г (в мегаваттах).

Наименование	2010 г	2011 г	2012 г	2013 г	2014 г	2015 г
Максимум электрической нагрузки	2267	2400	2610	2680	2700	2740
Передача мощности в ОЭС Сибирь	229	200	200	200	200	200
Итого Потребность	2946	2600	2810	2880	2900	2940
Покрытие (рабочая мощность электростанций), всего	1614,8	1660,26	1660,26	1934,26	1934,26	1934,26
Нижневартовская ГРЭС (существующая)	1602	1600	1600	1600	1600	1500
Покамасовская ГТЭС	8,1	5	5	5	5	5
Ново-Покурская ГТЭС	4,7	7	7	7	7	7
Кошильская ГПЭС	0	12	12	12	12	12
Ваньеганская ГТЭС		36	36	36	36	36
Дефицит (-), избыток (+)	-881,2	-940	-1150	-1220	-1240	-1280
ТЭС ООО «Нижневартовский ГПК»				137	137	137
ГТЭС ООО «Белозерный ГПК»				137	137	137
Дефицит (-), избыток (+)	-881,2	-940	-1150	-946	-966	-1006
Расширение Нижневартовской ГРЭС, всего	0	0	0	410	410	410
Энергоблок №3.1				410	410	410
Итого дефицит (-), избыток (+)	882	-940	-1150	-536	-556	-186

В период до 2020 г в Нижневартовском энергорайоне намечается ввод новых генерирующих энергоисточников, которые учтены в прогнозном балансе мощности, это две ГТЭС ООО «Нижневартовский ГПК» и ООО «Белозерный ГПК» установленной мощностью по 137,1 МВт каждая. При условии отказа от сооружения указанных ГТЭС дефицит мощности Нижневартовского энергорайона оценивается:

на 2013 г - 1220 МВ;

на 2020 г - 1140 МВт.

С учетом сооружения ГТЭС на газоперерабатывающих комбинатах и ввода первого энергоблока № 3.1 в 2013 г дефицит мощности Нижневартовского энергорайона составил 536 МВт, с возможным вводом второго энергоблока № 3.2 - 186 МВт. К концу рассматриваемого периода с учетом прогнозных уровней электрических нагрузок Нижневартовский энергорайон самобалансируется по мощности.

Учитывая дефицитность баланса мощности Нижневартовского энергорайона увеличение генерации на Нижневартовской ГРЭС повысит надежность электроснабжения потребителей и снизит вероятность увеличения дефицита мощности при росте электрических нагрузок за пределами прогнозного периода.

2.2 Балансы электроэнергии

В таблице 2.4 приводится баланс электроэнергии ОЭС Урала на этапы ввода энергоблока №3.1 Нижневартовской ГРЭС и на этап 2020 г.

Таблица 2.4 - Баланс электроэнергии ОЭС Урала на этап ввода энергоблока Нижневартовской ГРЭС и на этап 2020гВ миллиардах киловатт-часов

Наименование	2010 г	2013 г	2015 г	2020 г
Электропотребление	248,7	278,7	296,3	326,3
ПОКРЫТИЕ				
Выработка электроэнергии на электростанциях	250,5	285,9	305,6	330,5
в том числе:				
ГЭС	4,6	5,1	5,1	5,1
АЭС	3,9	7,3	10,5	14,9
КЭС	152,8	129,9	131,5	129,1
ТЭЦ	81,5	80,6	77,4	75,5
ПГУ	1,2	47,4	64,8	89,3
ГТУ	0,2	2,2	2,2	2,3
ГТЭС	5,4	13,5	14,0	14,3
Число часов использования располагаемой мощности, ч				
ГЭС	2877	3099	3099	3093
АЭС	6500	4900		5500
КЭС	6251	5300	5238	5342
ТЭЦ	5744	5602	5551	5576
ПГУ	1657	6312	6355	7210
ГТУ	1049	4815	4843	4921
ГТЭС	4489	6100	6200	6200
Прием (-), передача (+)	1,8	7 3	9,3	4,2

Выполнение инвестиционных программ по вводу новых генерирующих объектов на территории ОЭС Урала обеспечивает положительный баланс электроэнергии на период до 2015 г с возможностью передачи избытков электроэнергии в размере 79 млрд.кВт.ч в соседние энергообъединения. На этапе 2020 г при снижении наращивания объемов генерирующих мощностей и дальнейшем росте электрических нагрузок избытки электроэнергии ожидаются в размере 4 млрд.кВт.ч.

Прогнозный баланс электроэнергии по Тюменской энергосистеме на период до 2020 г (таблица 2.5) получен в результате составления балансов электроэнергии в целом по ОЭС Урала с выделением региональных энергосистем.

Таблица 2.5 - Баланс электроэнергии Тюменской энергосистемы до 2020 г (в миллиардах киловатт-часов)

Наименование	2010 г	2011 г	2012 г	2013 г	2014 г	2015 г	2016 г	2017 г	2018 г	2019 г	2020 г
Потребность	87.5	94,3	97,6	101,4	102,3	105,1	106,4	105,7	106,6	107,3	108.3
Электропотребление	85.7	92.5	95,7	99 5	100,3	102,5	103,0	103.8	104.4	105.0	106,7
Передача электроэнергии в ОЭС Сибири	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	-	-	-	-
Передача электроэнергии по ВЛ 220 кВ Надым – Салехард	-	-	-	-	-	-	0,5	0,7	0,8	0,9	0,2
Передача электроэнергии по ВЛ 220 кВ в Ванкорский энергорайон	-	-	0,08	0,1	0.2	0,8	1,1	1,2	1,4	1,4	1,4
Покрытие											
Выработка электроэнергии на электростанциях	90,3	94.8	99,1	108.3	108,8	110,1	111,1	111,1	112,0	113.8	118.3

В том числе:											
КЭС	69,2	61,5	56,7	56,7	56,7	55,8	55,8	55,8	55,8	53,3	50,0
ТЭЦ	13,8	13,2	12,6	11,9	11,7	11,5	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
ПГУ	1,15	11,5	19,8	26,2	26,6	28,8	30,2	30,2	31,1	35,3	42,9
ГТЭС	6,1	8,7	9,9	13,5	13,8	14,0	14,1	14,1	14,1	14,1	14,3
Число часов использования располагаемой мощности, ч											
КЭС	7200	6500	6000	6000	6000	5900	5900	5900	5900	5900	5800
ТЭЦ	7000	6800	6500	6100	6000	5900	5700	5700	5700	5700	5700
ПГУ	6200	6500	6500	6500	6600	6500	6800	6800	6900	7200	7200
ГТЭС	6100	6100	6100	6100	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
Дефицит (-), избыток (+)	2,8	0,5	1,5	7,0	6,5	5,0	4,7	5,4	5,4	6,5	10,0

Потребность в электроэнергии на этапы ввода новых энергоблоков Нижневартовской ГРЭС и на 2020 г с учетом передачи электроэнергии в Ванкорский энергорайон, на Полярный Урал и в ОЭС Сибири оценивается:

- 2013 г - 101,4 млрд.кВт.ч;
- 2015 г - 105,1 млрд.кВт.ч;
- 2020 г - 108,3 млрд.кВт.ч.

На перспективу до 2020 г определены числа часов использования располагаемой мощности по типам энергоблоков:

- по новым парогазовым энергоблокам - 6500-7200 ч/год;
- по конденсационным энергоблокам - 5800-6000 ч/год;
- по ТЭЦ - 5700-6100 ч/год

Увеличение в структуре генерирующих мощностей доли эффективных парогазовых энергоблоков с высоким числом часов использования располагаемой мощности окажет существенное влияние на увеличение выработки электроэнергии на электростанциях Тюменской энергосистемы в прогнозный период.

В Тюменской энергосистеме в период до 2020 г ожидается избыточный баланс электроэнергии. Величина избытков электроэнергии на рассматриваемые этапы ожидается в размере:

- 2013 г - 7 млрд.кВт.ч;
- 2015 г - 5 млрд.кВт.ч;
- 2020 г - 10 млрд.кВт.ч.

Прогнозный баланс электроэнергии по Нижневартовскому энергорайону приведен в таблице 2.6

Таблица 2.6 - Баланс электроэнергии Нижневартовского энергорайона на этап ввода блока №3.1 Нижневартовской ГРЭС и на этап 2020 г (в миллиардах киловатт-часов)

Наименование	2010 г	2013 г	2015 г	2020 г
Электропотребление	17,7	19,9	20,3	20,5
Выработка электроэнергии на электростанциях, всего	11,3	16,7	16,7	20
в том числе:				
на ГТЭС нефтяных компаний	нет данных	0,4	0,4	0,4
на ГТЭС ООО «Белозерный ГПК» и ООО «Нижневартовский ГПК»	-	2,6	2,6	2,6
на существующих энергоблоках Нижневартовской ГРЭС	11,3	11	11	11
Выработка электроэнергии на энергоблоках № 3.1 и № 3.2 Нижневартовской ГРЭС	-	2,7	2,7	6
Дефицит (-), избыток (+)	-6,4	-3,2	-3,6	-0,5

Вывод: Дополнительная выработка электроэнергии на новых энергоблоках Нижневартовской ГРЭС (введенном №3.1 и планируемом №3.2) определена на основании прогнозного баланса электроэнергии по Тюменской энергосистеме. Снижение дефицита электроэнергии Нижневартовского энергорайона при принятых уровнях электропотребления ожидается на этапе 2013-2015 гг. На этапе 2020 г, при условии ввода энергоблока №3.2, Нижневартовский энергорайон практически самобалансируется по электроэнергии.