

АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

Фёдоров Валерий Александрович
Чернев Максим Юрьевич

Ключевые слова: **схемы электроснабжения, нефтегазовые комплексы, устойчивость технологического процесса, электростанция для нужд газового комплекса, надежность, поток отказов.**

ВВЕДЕНИЕ

Астраханское месторождение является в настоящее время одним из самых крупных в России. На нем добывается газожидкостная смесь с высоким содержанием сероводорода (до 24%) и других взрывоопасных высокотоксичных газов, обладающих высокой коррозионной способностью. Технология переработки данного сырья на Астраханском газоперерабатывающем заводе (далее АГПЗ) представляет собой сложный процесс с обращением больших масс взрыво-пожароопасных токсичных веществ.

Процесс добычи и переработки осуществляется непрерывной взаимосвязанной работой большого числа насосно-компрессорного, вентиляционного и другого оборудования, приводимого в действие асинхронными и синхронными электродвигателями единичной мощностью от 5 до 8000 кВт, напряжением 0,38-0,66-6-10 кВ с непрерывным графиком работы нагрузок более 8000 часов в год, что делает его крайне уязвимым даже при незначительных, по общим меркам, нарушениях электроснабжения.

В случае внезапных нарушений технологического процесса производство становится экологически опасным в связи с необходимостью сброса значительных объемов технологических сред в атмосферу. Также в разы увеличивается скорость коррозии технологического дорогостоящего оборудования, происходит его преждевременный износ, недоотпуск продукции. Наносится ущерб, хотя и в меньшей мере, и энергетическому оборудованию. Вследствие всего перечисленного успешное функционирование комплекса целиком зависит от надёжности его энергоснабжения, т.к. нарушения электроснабжения АГПЗ приводят к аварийным остановам технологических установок и всего комплекса в целом.

Установленная мощность Потребителей электроэнергии на АГПЗ по состоянию на 2015г. составляет 505 МВт и 479,75 МВт, относятся к I категории надёжности

электрообеспечения, характеризующейся требованием наличия двух независимых взаиморезервируемых автоматически источников питания, перерыв электрообеспечения от одного из которых может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания, ограниченного жесткими требованиями обеспечения устойчивости технологического процесса¹. Часть потребителей электроэнергии завода (до 4 МВт) относится к особой группе первой категории, для которой необходим третий автономный источник питания [1]. В состав особой группы входят: вентиляторы приточно-вытяжных систем взрывоопасных технологических установок, системы управления, аварийное освещение, светоограждение дымовых труб, питательные насосы котлов, насосы оборотной системы водоснабжения и др.

Внешнее питание АГПЗ осуществляется через Главную Понижительную Подстанцию №1 (далее ГПП) (два силовых трансформатора мощностью по 80 МВА каждый) по двум линиям 110 кВ: от Астраханской ТЭЦ-2 - по воздушной линии (далее ВЛ) №453 и по ВЛ №457 от ПС «Газовая», которая имеет следующие источники питания в виде секций сборных шин (далее СШ) на стороне 220 кВ: СШ-1 - ПС «Владимировка»; СШ-2 - ПС «Астрахань», на стороне 110 кВ – закрытое распределительное устройство - 110 кВ (далее ЗРУ) АТЭЦ-2. В случае вывода из работы одного из силовых трансформаторов, оставшийся в работе трансформатор при максимальной нагрузке оказывается перегружен на 3,9% [2]. При этом имеется возможность резервирования нагрузок 6, 10 кВ от Т-2 ГПП-2 по кабельному мосту ГПП-2 - ГПП-1. Электропитание производства по переработке газового конденсата первой очереди выполняется от ГПП – 3: два силовых трансформатора мощностью по 40 МВА питаются по двум линиям 110 кВ от разных секций шин ПС «Газовая» [3]. При выводе в ремонт одного из силовых трансформаторов, возможность резервирования на напряжении 6 кВ отсутствует.

Вторая очередь газоперерабатывающего завода питается через ГПП-2 (три силовых трансформатора мощностью по 63 МВА каждый) по трем линиям 110 кВ с разных секций шин ПС «Газовая» - по ВЛ №451 и ВЛ №452, и от упомянутого выше источника - ТЭЦ-2 - по отпайке от ВЛ №453. При выводе в ремонт одного из силовых трансформаторов, остающийся в работе трансформатор загружается на 64,9% [2], т.к. Т-1 находится в холодном резерве.

¹ см. ПУЭ п. 1.2.19

Подстанция 220/110/10 кВ «Газовая» является центром питания сети 110 кВ АГПЗ. Данная подстанция двухтрансформаторная, с автотрансформаторами мощностью по 125 МВА, является тупиковой, подключена ВЛ-220 кВ от ПС «Владимировка» и ВЛ-220 кВ от ПС «Астрахань» по схеме «мостик с выключателем в перемычке и цепях трансформаторов» с обходной системой шин. Секционные выключатели на шинах 220 и 110 кВ в нормальном режиме сети находятся в состоянии «отключено». Данный режим дает возможность исполнять свои функции системам автоматического ввода резерва (далее АВР) и автоматическому повторному включению (далее АПВ) АГПЗ. Благодаря применению данного технического решения удалось повысить независимость вводов, увеличить надёжность электроснабжения и, соответственно, устойчивость технологического процесса АГПЗ.

Для обеспечения требований надежности, система внешнего электроснабжения должна быть хорошо развита и обладать высокой степенью структурной избыточности сетей напряжением 110 и 220 кВ и достаточной мощностью источников электроэнергии. В целом, состояние электроэнергетики Астраханской области по официальным данным не удовлетворительное, потому что износ основных производственных фондов в Астраханской области к 2014 году достиг критических значений и ежегодно увеличивается:

- общий износ по оборудованию – 84,4%, в том числе:

- по трансформаторному оборудованию -89,6%;
- по коммутационным аппаратам -78,8%.

- общий износ по линиям электропередач – 75,3%, в том числе:

- по ВЛ 35-110 кВ – 72%;
- по ВЛ 0,4-6/10 кВ – 79,8%;
- по КЛ 35-110 кВ – 6,3%
- по КЛ 0,4-6/10 кВ – 65,6%. [4]

Основными источниками энергогенерации в Астраханской энергосистеме являются ТЭС, в том числе: Астраханская ГРЭС и Астраханская ТЭЦ-2, ТЭЦ – Северная, Астраханская ПГУ-235 (первая и вторая очереди). Часть электроэнергии поступает из Волгоградской энергосистемы. Мощность данных источников электрогенерации представлена на Рисунке 1. [4]

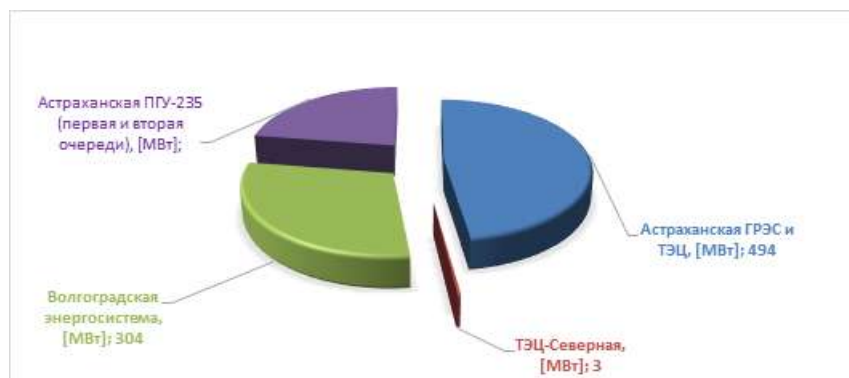


Рисунок 1. Основные источники энергогенерации в Астраханской энергосистеме

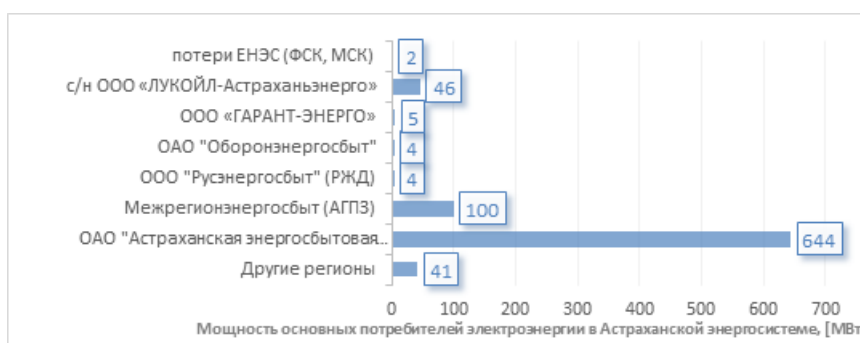


Рисунок 2. Основные потребители электроэнергии Астраханской области

Астраханская энергосистема является транзитной, вследствие чего часть электроэнергии передается в другие регионы, а основными потребителями являются ОАО «Астраханская энергосбытовая компания», ОАО «Межрегионэнергосбыт» (ООО «Газпром добыча Астрахань»), ООО «Лукойл-Астраханьэнерго», ООО «Гарант-Энерго», ОАО «Оборонэнергосбыт» (В/ч: Тамбовка, Харабали, Лесная-Новая), ООО «Гарант-Энерго» (ООО «БМ»Астраханьстекло», ОАО «Астраханское стекловолокно», ОАО «Астраханское Судостроительное Производственное Объединение»), с/н ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» и потери ЕНЭС (ФСК, МСК), потребная мощность которых приведена на рисунке 2. [4]

Покрытие электрических нагрузок в Астраханской области периодически вызывает трудности, т.к. Астраханская энергосистема сама по себе является дефицитной. Максимум потребления мощности по территории энергосистемы Астраханской области в 2014 году составил 806 МВт, и из года в год наблюдается рост потребления электроэнергии², одной из причин которой является реконструкция и расширение производства Астраханского газоперерабатывающего завода.

² Рост максимума нагрузки энергосистемы Астраханской области и крупных узлов нагрузки составил в 2014г. 7,3 % в летний период и 6,4 % в зимний период по сравнению с 2013 г. [4]

Опыт эксплуатации АГПЗ показывает недостаточную надежность питающей энергосистемы. Поэтому необходимо разрабатывать и внедрять мероприятия по повышению надёжности энергоснабжения.

Одним из таких мероприятий является строительство ГТУ-ТЭЦ АГПЗ. Реализация данного проекта позволит решить проблемы, связанные с электроснабжением АГПЗ, а именно практически не зависеть от негативных влияний астраханской энергосистемы. Также будут покрыты нагрузки в паре среднего и низкого давления в зимний и летний периоды. При этом в процессе решения задачи выдачи мощности ГТУ-ТЭЦ неизбежно возникает необходимость корректировки утверждённой схемы внешнего электроснабжения АГПЗ.

Т.к. Астраханский ГПЗ является особо опасным производственным объектом с повышенными требованиями к надёжности электроснабжения, решение задачи сводится к рациональной корректировке схемы внешнего электроснабжения АГПЗ с точки зрения обеспечения максимальной надёжности электроснабжения технологических нагрузок АГПЗ, в том числе с учетом возможного подключения дополнительных источников проектируемой Астраханской ГТУ-ТЭЦ.

Далее будет выполнен анализ и расчет надежности схем электроснабжения АГПЗ для нормального режима с целью сравнения и выбора наилучшего варианта схемного решения. Для расчетов надежности используются логико-вероятностные методы анализа надежности, в которых математическая модель надежности элементов и системы описывается с помощью функций, а показатели надежности вычисляются с помощью теорем теории вероятностей [6].

Под надежностью электрической сети (или ее участка) понимается способность осуществлять передачу и распределение требуемого количества электроэнергии от источников к потребителям при повреждениях или нарушениях режима электроснабжения с нормативными уровнями напряжения и значениями качества, в соответствии с заданным графиком нагрузки.

Надежность участка сети определяется параметрами входящих в ее состав элементов (трансформаторов, коммутационной аппаратуры, линий электропередачи и др.) и топологией самой сети.

Значения интенсивности потока отказов³ элементов схемы электроснабжения по причине неисправности оборудования приведены в таблице 1.

$$\lambda = \frac{f(t)}{P(t)}, \text{ где}$$

- $f(t)$ – плотность распределения случайной величины ξ ;
- $P(t)$ – вероятность безотказной работы.

В свою очередь:

$$f^*(t) = \frac{N(t) - N(t + \Delta t)}{N_0 \Delta t}, \text{ где}$$

- $N(t)$ – число исправно работающих элементов схемы электроснабжения к моменту времени t ;
- $N(t + \Delta t)$ – число исправно работающих элементов схемы электроснабжения к моменту $t + \Delta t$;
- N_0 - число элементов схемы электроснабжения, первоначально введенных в эксплуатацию;

$$P^*(t) = \frac{N_0 - n(t)}{N_0}, \text{ где}$$

- N_0 - число элементов схемы электроснабжения, первоначально введенных в эксплуатацию;
- $n(t)$ – число отказавших элементов схемы электроснабжения в течении времени t .

АНАЛИЗ СХЕМНЫХ РЕШЕНИЙ

Расчетное значение потока отказов для действующей в настоящее время схемы нормального режима электроснабжения АГПЗ, приведенной на рисунке 4, на СШ-1 ПС «Газовая» составляет 2,7455 раз в год и СШ-2 ПС «Газовая» - 0,1013, а для нагрузки АГПЗ получены следующие результаты расчета показателей надежности, которые приведены в таблице 2.

Элемент схемы электроснабжения	λ , [1/г]
Силовые трансформаторы на высшее напряжение	
6-10 кВ	0,05
35 кВ	0,03
110-220 кВ	0,03
Выключатели	
0,4 кВ	0,10
6-10 кВ	0,10
35 кВ	0,05
110-220 кВ	0,03
Сборные шины	
0,4 кВ	0,05
6-10 кВ	0,05
35 кВ	0,03
110-220 кВ	0,03
Воздушные линии	
6-10 кВ	5,0
35 кВ	4,0
110-220 кВ	3,0
Кабельные линии	
0,4 кВ	10,0
6-10 кВ	5,5
35 кВ	4,0
Дизельные и газомоторные электроагрегаты	1,5
Газотурбинные электроагрегаты	2,0

Таблица 1. Параметры потока отказов элементов схемы электроснабжения

³ Параметр потока отказа (λ) – это производная (скорость изменения) среднего числа отказов объекта в момент t . [6]

Звездочкой (*) обозначены величины, получаемые по статистическим данным. [6]

В варианте схемы №2 внешнего электроснабжения АГПЗ, изображенном на рисунке 5, ВЛ-110 кВ №454 от ПС «Кири-Кили» переключен со 2-ой на 1-ую СШ ПС «Газовая». Благодаря изменению топологии электрической сети, получены следующие значения потоков отказов в год: для СШ-1 ПС «Газовая» - 0,1054 и СШ-2 ПС «Газовая» - 0,0837, а для нагрузки АГПЗ представлены в таблице 2.

Полученные результаты свидетельствуют о возможности увеличения надежности электроснабжения АГПЗ, которая достигается без затрат, как экономических и технических, так и человеческих ресурсов.

Отличительной чертой схемы №3 внешнего электроснабжения АГПЗ, представленной на рисунке 6, является наличие проектируемых источников питания, а именно трех генераторов электростанции по 46,73 МВт, выдача мощности каждого из которых осуществляется через повышающий блочный трансформатор и отдельную ВЛ 110 кВ.

Питание трансформатора Т-1 ГПП-1, Т-1 и Т-2 ГПП-2 осуществляется по схеме «Треугольник», а трансформатора Т-2 ГПП-1, Т-1 и Т-2 ГПП-3 по схеме «Четырехугольник».

Данная схема внешнего электроснабжения позволяет добиться значительного уменьшения потока отказов элементов системы электроснабжения, вследствие применения двух и более взаимно резервирующих элементов и цепей, что существенно повышает надежность системы. Результаты расчета значений потока отказов элементов системы электроснабжения приведены в таблице 2.

В варианте схемы №4 внешнего электроснабжения АГПЗ, изображенной на рисунке 7, выдача мощности ГТУ-ТЭЦ осуществляется через блочные трансформаторы мощностью по 63 МВА по отдельным ВЛ 110 кВ для каждого генератора на промежуточное РП 110 кВ, а с данного РП в соответствии с намечаемым количеством присоединений осуществляется питание нагрузок завода. Результаты расчета надежности нагрузки АГПЗ данной схемы оказались незначительно лучше результатов, полученных для беззатратной схемы № 2 внешнего электроснабжения АГПЗ, за счет наличия дополнительных близкорасположенных источников генерации электроэнергии, но значительно хуже варианта схемы №3.

Необходимо отметить отрицательные моменты в данном схемном решении – это увеличение количества последовательных связей из-за необходимости сооружения дорогостоящего РП-110 кВ, а также вероятности потери генераторной мощности в

случае возникновения аварийной ситуаций на данном РП и обесточении всего АГПЗ. Результаты расчета значений потока отказов приведены в таблице 2.

В варианте схемы №4.1 внешнего электроснабжения АГПЗ, представленной на рисунке 8, в котором не учитывается эффект близкого расположения дополнительных источников, а рассматривается только топология данного схемного решения, получены результаты, представленные в таблице 2, свидетельствующие о том, что среднее значение потока отказов при применении схемы 4.1 возросла с 2,2348 до 7,19 раз в год по сравнению с исходной схемой электроснабжения АГПЗ.

Основной особенностью схемы №5 внешнего электроснабжения АГПЗ, приведенной на рисунке 9, является выдача мощности трех генераторов ГТУ-ТЭЦ ГПЗ мощностью по 46,73 МВт по отдельным токопроводам 10 кВ напрямую на ЗРУ 6÷10 кВ ГПП АГПЗ. Данное схемное решение позволяет снизить загрузку и исключить перегрузку трансформаторов даже в ремонтных режимах на ГПП-1, ГПП-2 и ГПП-3 и обеспечивает требуемую ПУЭ надежность электроснабжения нагрузок АГПЗ не только в схеме нормального режима, но и в периоды проведения даже длительных ремонтных работ и/или в аварийных режимах, т.к. увеличивается количество источников электроснабжения потребителей АГПЗ - фактически до обеспечения особой группы 1-й категории надежности электроснабжения, а в качестве третьего независимого источника питания для всего АГПЗ будет использоваться автономная местная блок-электростанция. Расчетные значения потока отказов нагрузки АГПЗ приведены в таблице 2.

ВЫВОДЫ

Исходя из полученных данных, представленных в таблице 2 и на рисунке 3, видно, что при применении схемы №2 внешнего электроснабжения АГПЗ среднее значение потока отказов электроснабжения по причине неисправности оборудования сократится с 2,2348 до 1,0983 раза в год по сравнению с действующей схемой. Достоинством данной схемы является то, что для достижения данного результата нет необходимости в капитальных затратах, поэтому в соответствии с матрицей оценки рисков реализацию данного схемного решения можно отнести в зону наименьшего риска, т.к. не требуются инвестиции, срок окупаемости минимален, а вероятный получаемый эффект высок.

Таблица 2. Результаты расчетов значений потока отказов всех рассмотренных ранее схем электроснабжения для трансформаторов главных понизительных подстанций АГПЗ

Схема	λ , [1/Г]							$\lambda_{\text{ср}}$, [1/Г]
	Тр-ры ГПП1		Тр-ры ГПП2			Тр-ры ГПП3		
	T1	T2	T1	T2	T3	T1	T2	
Схема № 1	3,2349	2,8752	3,3208	2,8752	0,2310	2,8752	0,2310	2,2348
Схема № 2	3,2349	0,2351	3,3208	0,2351	0,2134	0,2351	0,2134	1,0983
Схема № 3	0,1055	0,1055	1,6892	0,1055	0,1537	0,1055	0,1055	0,3386
Схема № 4	0,2559	0,2087	3,2132	0,2539	0,2067	0,2289	0,1817	0,6499
Схема № 4.1	15,4205	0,3107	3,2132	15,4185	0,3087	15,3935	0,2837	7,19
Схема № 5	0,0890	0,0538	0,0362	0,0362	0,1862	0,0362	0,0362	0,0677

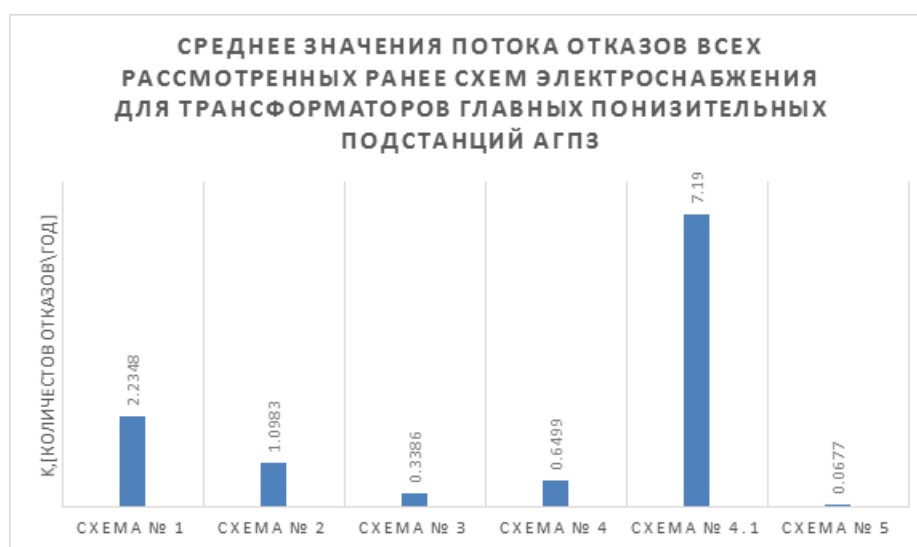


Рисунок 3. Параметр потока отказов для варианта схемы электроснабжения ГПЗ

Худшие результат из предложенных вариантов корректировки схемы внешнего электроснабжения АГПЗ показала схема №4.

Анализ показал, что данная схема позволила незначительно снизить среднее значение потока отказов по сравнению с беззатратной схемой №2, только благодаря наличию трех дополнительных независимых источников электроэнергии в непосредственной близости к технологическим установкам АГПЗ. Но реализация данного схемного решения требует значительных капитальных вложений, а получаемый эффект незначителен. В случае, когда генераторные мощности отключены и рассматривается собственно само схемное решение, среднее значение потока отказов увеличивается с 2,2348 до 7,19 раз по сравнению с действующей схемой электроснабжения АГПЗ. Увеличение значения потока отказов при этом свидетельствует о значительном ухудшении надежности электроснабжения завода.

В заключение сравним схемы №3 и №5. Данные схемы имеют самые низкие средние значения потоков отказов по сравнению с ранее рассмотренными схемами и равны 0,3386 и 0,0677 раз в год соответственно. Такие результаты достигаются благодаря уменьшению протяженности ВЛ от источников генерации энергии к потребителю, минимальному использованию последовательно соединённых элементов схем электроснабжения и максимальному использованию возможностей их взаиморезервирования. Отличительной чертой схемы №5 по сравнению со схемой №3 является то, что выдача мощности трёх генераторов ГТУ-ТЭЦ ГПЗ при применении схемы №5 происходит напрямую на ЗРУ 6÷10 кВ, питающие технологические установки, тем самым увеличивая число независимых источников питания для технологических нагрузок АГПЗ, и, в случае выхода из строя одного из трансформаторов любого ГПП, появляется возможность его полноценного резервирования, с сохранением требуемой ПУЭ 1-ой категории надежности электроснабжения.

Таким образом, проанализировав для вышеуказанных вариантов схем электроснабжения АГПЗ средние значения потоков отказов в год по причине неисправности оборудования, можно сделать вывод: все рассмотренные ранее схемы электроснабжения уменьшают вероятность отказов электроснабжения АГПЗ с 2,2348 до 0,0677 раз в год, но требуют различных капитальных и временных затрат. Выбор должен определяться технико-экономическим обоснованием.

Максимальное снижение потока отказов в год по причине инцидентов в сети внешнего электроснабжения АГПЗ может быть достигнуто при применении схемного решения №5, а ещё более значительного,- при совместном применении с беззатратным вариантом схемы №2.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ПУЭ. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 мая 2012 г. – М.: КНОРУС, 2012. – 488 с.
2. ООО НПП «ВНИКО». Отчет о предпроектной работе «Разработка схем внутриплощадочных сетей электроснабжения объектов Астраханского ГПЗ с учетом увеличения электрических нагрузок», г. Новочеркасск, 2013. - 82 с.
3. ООО НПП «ВНИКО». Отчет о НИР Результаты анализа причин нарушений электроснабжения технологически объектов ОАО «Газпром», г. Новочеркасск, 2010. - 68 с.

4. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Астраханской области на 2016-2020 годы, г. Астрахань, 2015.- 76 с.
5. Меньшов Б.Г., Доброжанов В.И., Ершов М.С. Теоретические основы управления электропотреблением промышленных предприятий: Учебное пособие для вузов. – М.: Нефть и газ, 1995. – 263 с.: ил.
6. Основы теории надежности / А. М. Половко, С. В. Гуров. – 2-е изд., перераб. И доп. – СПб.: БХВ-Петербург, 2008. – 704 с.: ил.
7. Надёжность систем энергетики и их оборудования. Справочник: В 4-х т./Под общ. ред. Ю.Н. Руденко. Т. 2. Надёжность электроэнергетических систем. Справочник/ Под ред. М.Н. Розанова. – М.: Энергоатом-издат, 2000. – 568 с.: ил

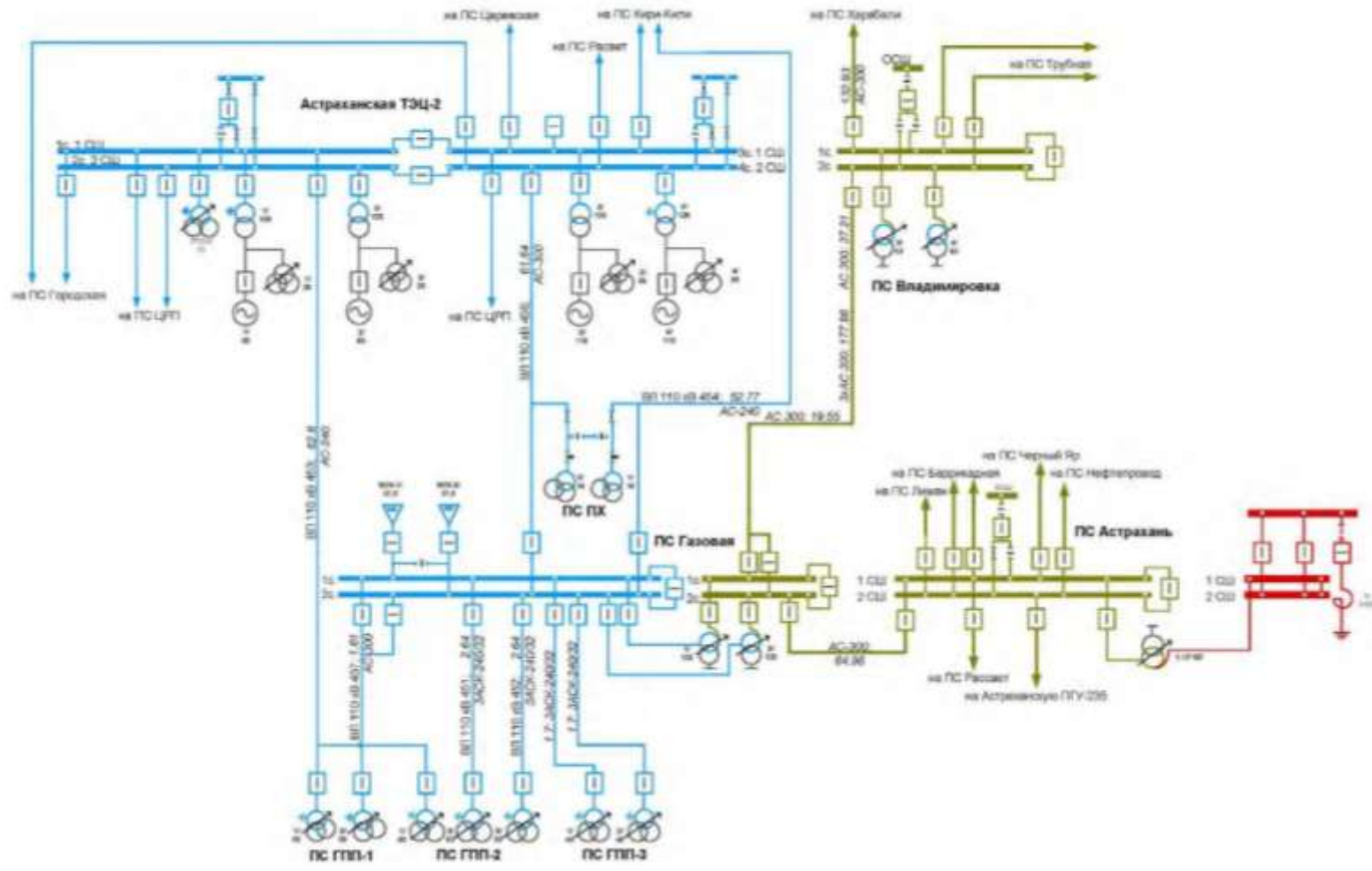


Рисунок 4. Принципиальная схема нормального режима электроснабжения АГПЗ (№1) 110 кВ

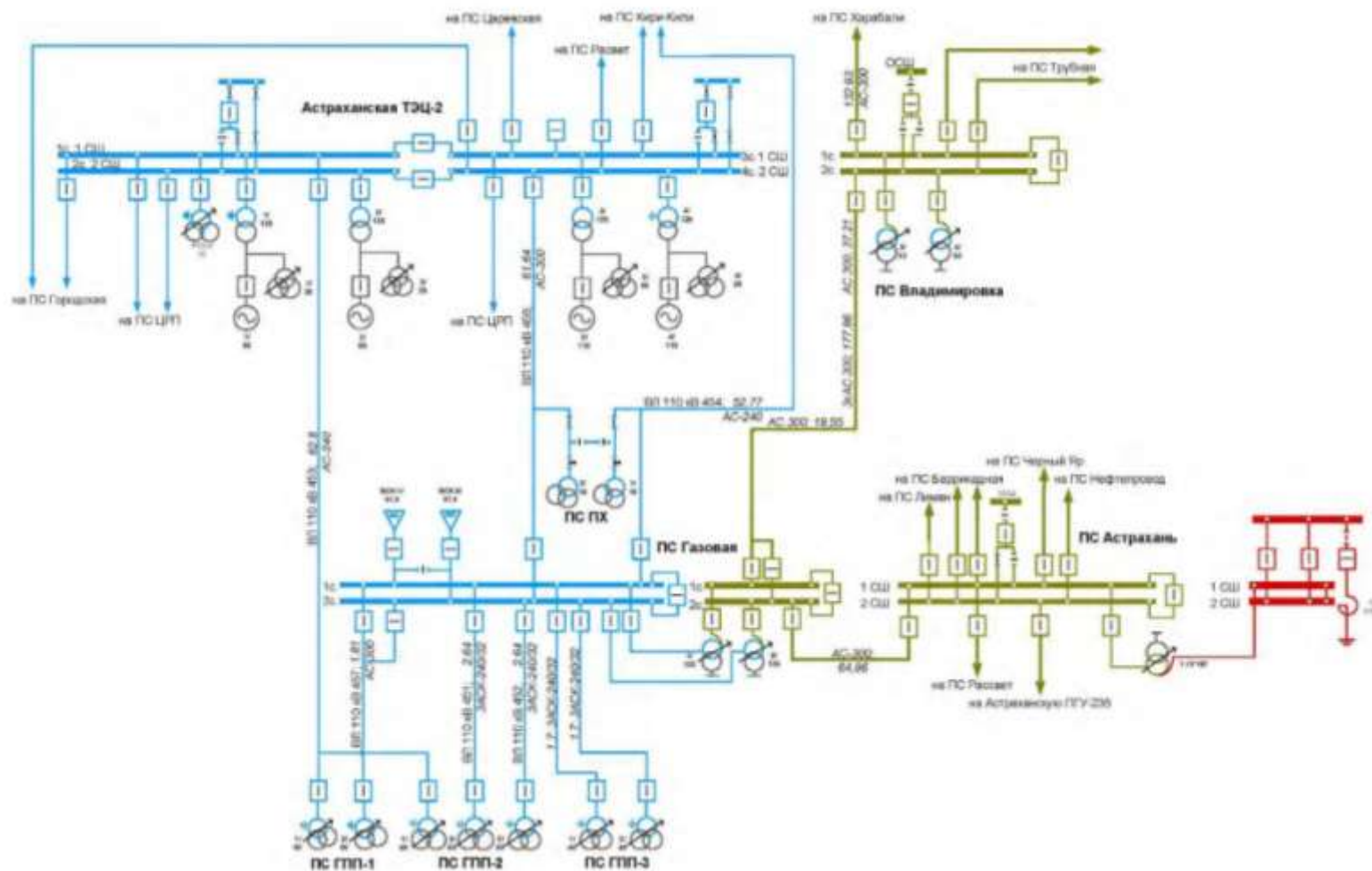


Рисунок 5. Принципиальная схема №2 внешнего электроснабжения АГПЗ с изменениями

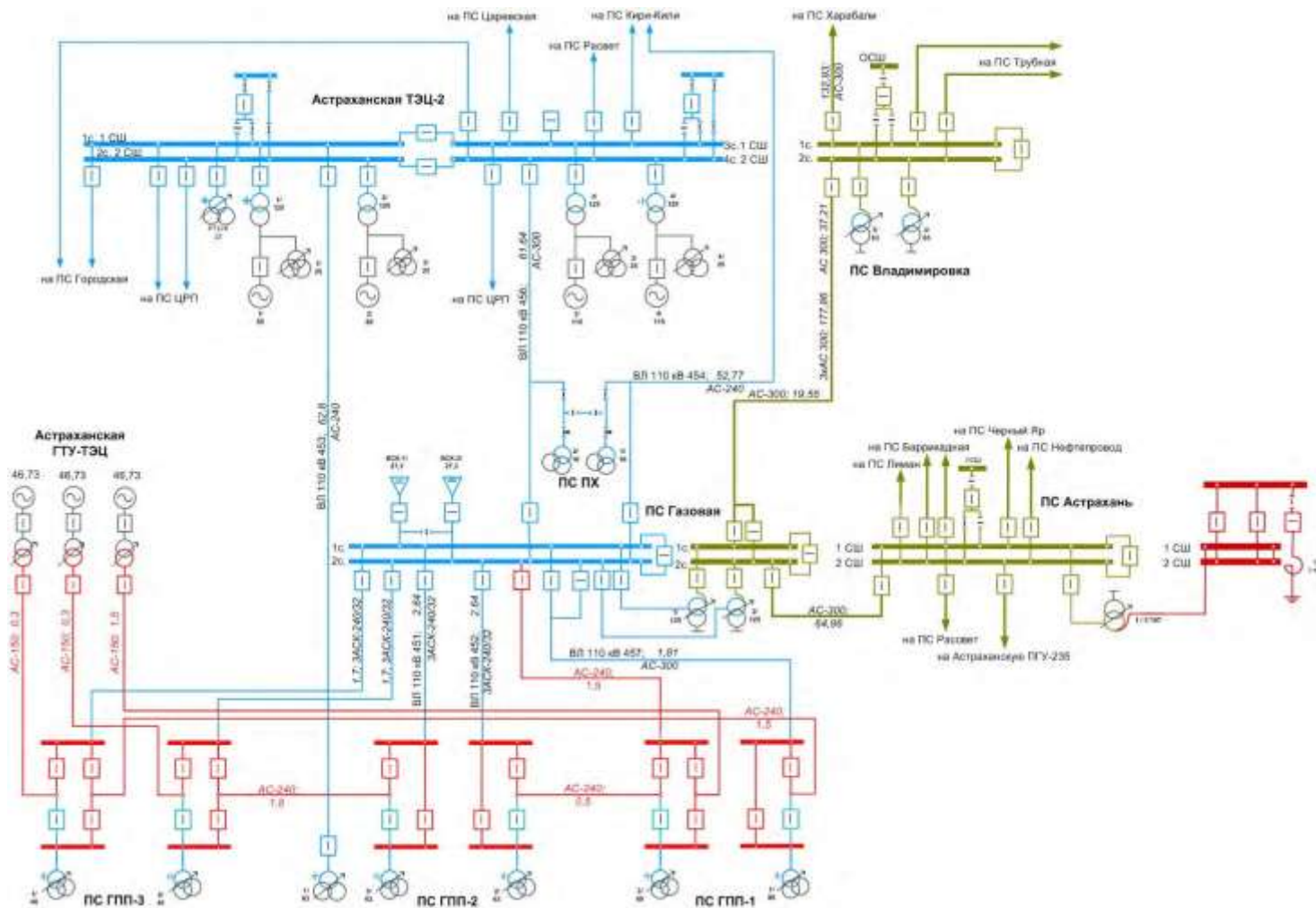


Рисунок 6. Принципиальная схема №3 внешнего электроснабжения АГПЗ с тремя генераторами 47,73 МВт

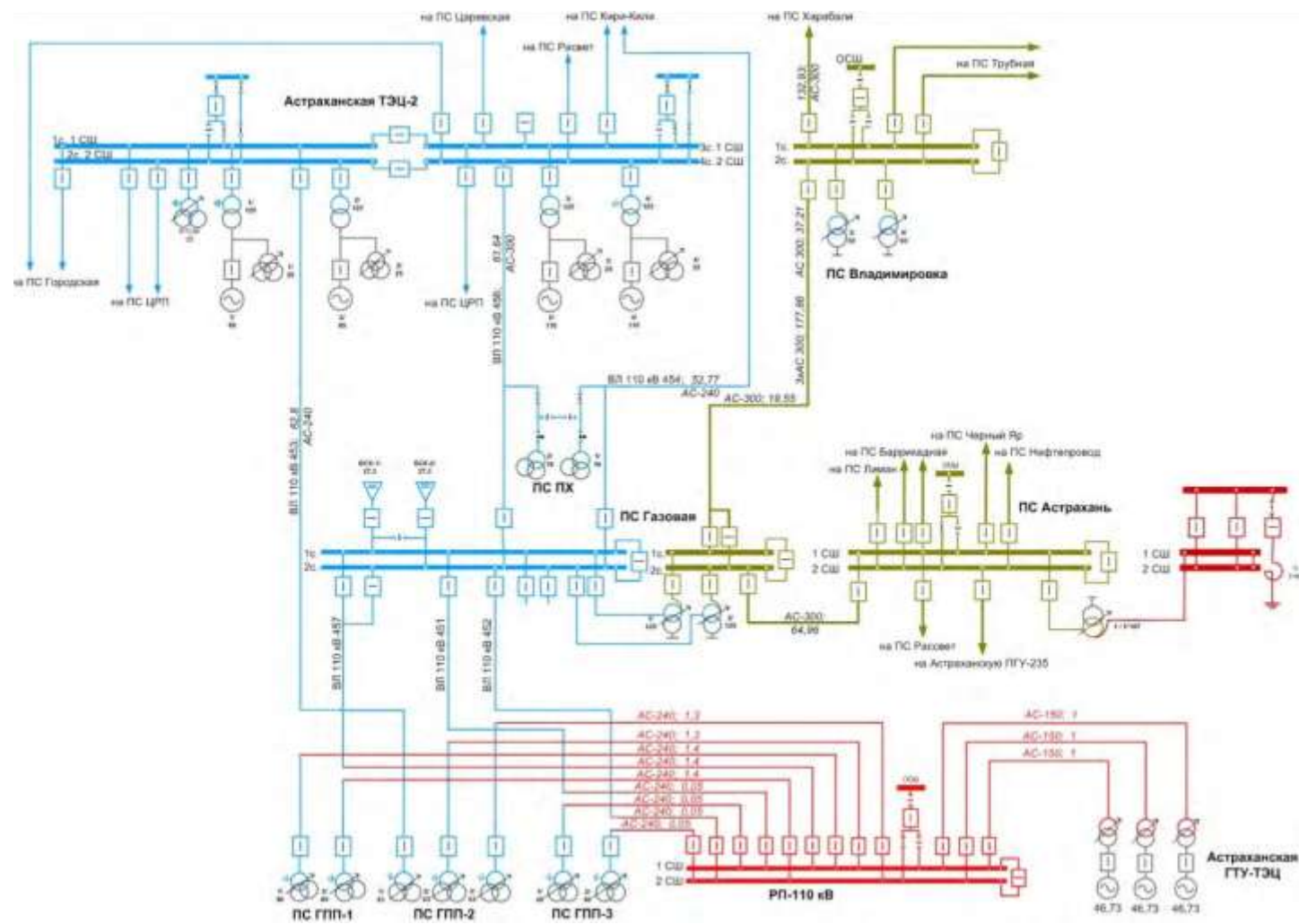


Рисунок 7. Принципиальная схема №4 внешнего электроснабжения АГПЗ

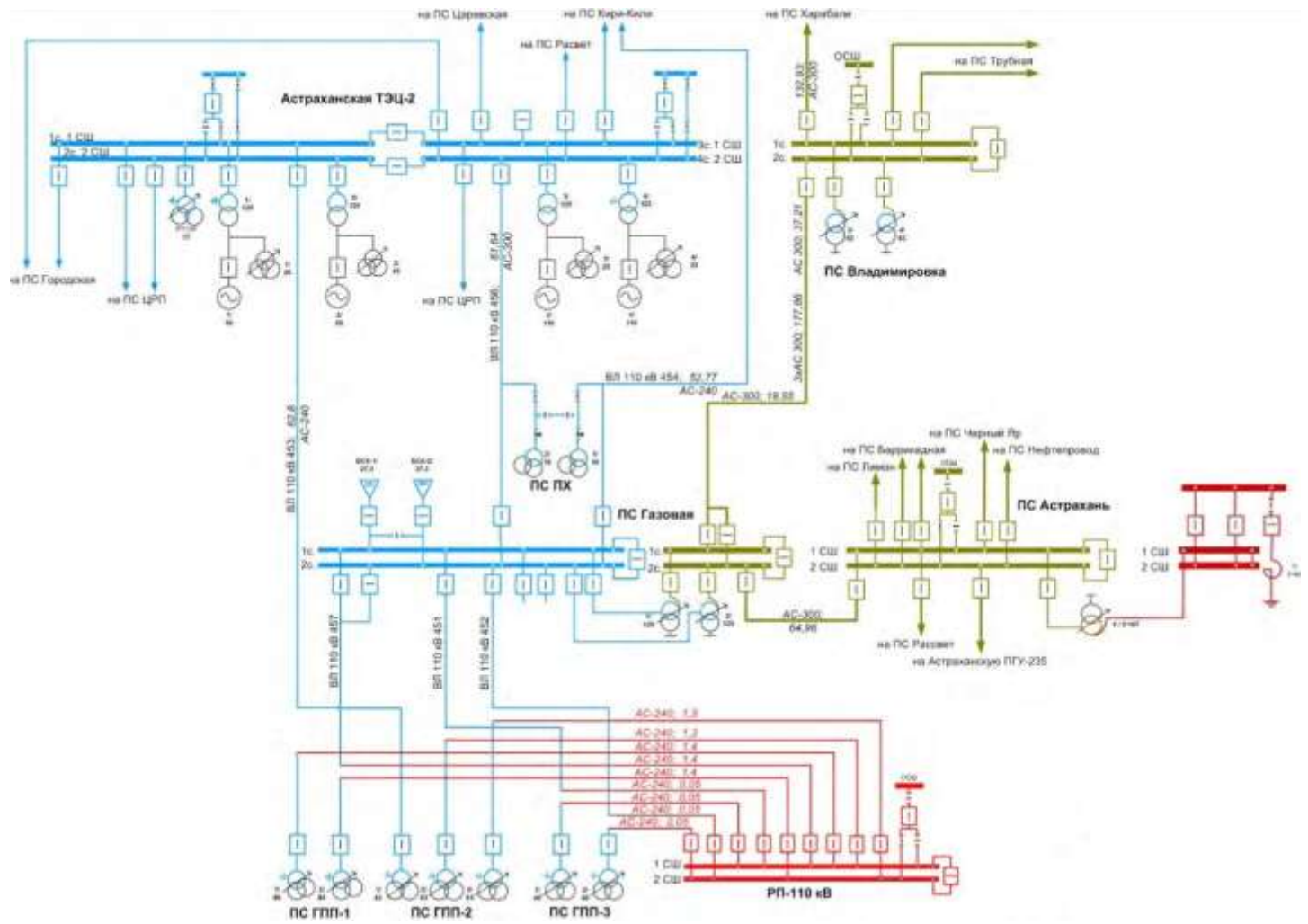


Рисунок 8. Принципиальная схема №4.1 внешнего электроснабжения АГПЗ без учета близко расположенных.

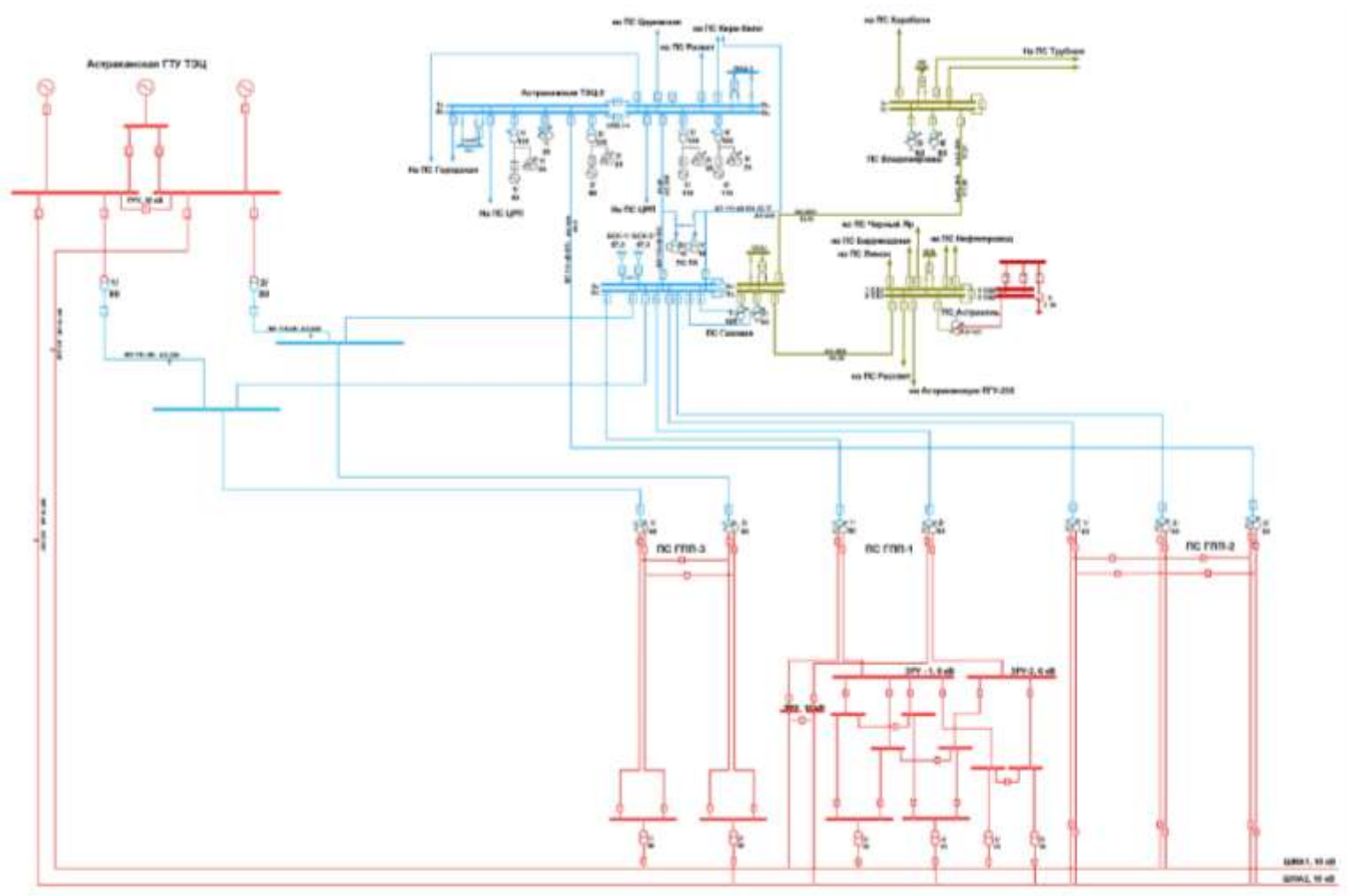


Рисунок 9 . Принципиальная схема №5 внешнего электроснабжения АГПЗ.