

4.5 Анализ энергосистемы

4.5.1 Цель

В 2008 году на Ташкентской ТЭС планируется ввести в эксплуатацию парогазовый энергоблок мощностью 370 МВт. Цель анализа энергосистемы заключается в выполнении расчетов электрических режимов для изучения влияния нового энергоблока в нормальном и аварийном состоянии. В ходе проведения Анализа энергосистемы будут исследованы такие вопросы как потокораспределение мощности, токи короткого замыкания, устойчивость, и нестабильность частоты.

4.5.2 Изучаемый вариант

В идеальном случае, состояние энергосистемы в 2008 году можно было бы смоделировать с помощью расчетов, но у нас нет точных данных прогноза потребления, плана развития генерирующих мощностей и плана расширения сети линий электропередачи на ближайшие несколько лет. Поэтому анализ энергосистемы будет выполняться на базе фактических данных за 2002 год с учетом подключения генератора нового парогазового блока мощностью 370 МВт на Ташкентской ТЭС.

Расчеты будут выполняться в двух вариантах, т.е. электрические режимы энергосистемы в условиях летней и зимней пиковой нагрузки с учетом изменений потокораспределения.

4.5.3 Моделируемая Система

В связи с тем, что энергосистема Узбекистана была сформирована как передающая система еще времена бывшего Советского Союза, поэтому межсистемными линиями электропередачи она соединена с энергосистемами четырех других республик (Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана и Туркменистана). Таким образом, пять республик, включая Узбекистан, объединены в единую энергосистему Центральной Азии. Межсистемными линиями электропередачи являются высоковольтные линии 500 и 220 кВ. Для выполнения расчетов были смоделированы почти все подстанции и линии электропередачи 500 и 220 кВ, кроме некоторых радиальных электрических сетей. Последовательно, блок за блоком были смоделированы следующие крупные электростанции мощностью 600 МВт и более.

Узбекистан	Сырдарьинская тепловая электростанция	3,000 МВт
	Новоангренская тепловая электростанция	2,100 МВт
	Ташкентская тепловая электростанция	1,860 МВт
	Навойская тепловая электростанция	1,250 МВт
	Чарвакская гидроэлектростанция	620 МВт
Кыргызстан	Токтогульская гидроэлектростанция	1,200 МВт
	Курпсайская гидроэлектростанция	800 МВт
Таджикистан	Нурекская гидроэлектростанция	3,000 МВт

В качестве балансирующего узла были выбраны шины Алма-атинской подстанции 500 кВ в Казахстане. (Рис. 4.5-1).

4.5.4 Расчетная Программа

Расчеты были выполнены с помощью "Программы анализа динамической устойчивости электрической сети", разработанной Центральным Исследовательским Институтом Электроэнергетической Промышленности Японии. В настоящее время все энергетические компании Японии пользуются этим программным обеспечением. ГАК «Узбекэнерго» использует расчетную программу «Мустанг», разработанную в бывшем Советском Союзе.

4.5.5 Результаты расчетов электрического режима зимней пиковой нагрузки

(1) Потокораспределение

Результаты расчета потокораспределения после подключения генератора нового парогазового блока мощностью 370 МВт к сети Ташкентской ТЭС показаны на Рис. 4.5-2.

В Таблице 4.5-1. показано распределение нагрузки по всем линиям электропередачи. Для всех линий расчетный поток был в пределах допустимой пропускной способности.

Были также выполнены расчеты потокораспределения для случая аварийного отключения одной цепи линии электропередачи 500 кВ, и результат этих расчетов приводится в Таблице 4.5-1. Для всех линий электропередачи 500 кВ и большинства линий 220 кВ расчетный поток был в пределах допустимой пропускной способности.

(2) Уровни напряжения

С целью поддержания необходимого уровня напряжений в расчеты для некоторых подстанций были добавлены статические конденсаторы требуемой емкости

Значения напряжений на шинах 500 и 220 кВ каждой подстанции приводятся на Рис. 4.5-2 и в Таблице 4.5-2. Напряжение на шинах каждой подстанции 500 кВ, было в пределах от 535 кВ (107.1) % до 500 кВ (100.0) %. Напряжение на шинах каждой подстанции 220 кВ было в пределах от 229 кВ (104.0) % до 201 кВ (91.4) %. Во всех случаях было зафиксировано изменение уровня напряжения в пределах допустимого диапазона $\pm 10\%$.

(3) Токи короткого замыкания

Значения 3-х фазного тока короткого замыкания шин 500 кВ и 220 кВ всех подстанций приводятся в Таблице 4.5-3. Максимальный ток короткого замыкания, определенный в ходе расчетов, для шин 500 кВ составляет 13,1 кА и 27,5 кА для шин. 220 кВ, соответственно. Во всех случаях величина тока была в пределах допустимой нагрузки по току для оборудования (40 кА).

При вводе в эксплуатацию парогазового блока мощностью 370 МВт и его подключении к энергосистеме изменение значений тока на шинах ТашТЭС 500 кВ составит +0.4 кА, а на шинах 220кВ - + 2.8 кА.

Однако следует учесть, что в данных расчетах были смоделированы только основные электростанции, так что полученные расчетные значения немного ниже фактических значений токов короткого замыкания

Согласно данным расчетов ЦДС значения 3-фазных токов КЗ на шинах ТашТЭС 220 кВ очень близки к номинальной предельно допустимой нагрузке по току оборудования 40 кА, а иногда, в зависимости от типа повреждения, бывают и выше 40 кА. Поэтому необходимо будет выполнить точные расчеты токов короткого замыкания по состоянию системы в 2008 году, когда на ТашТЭС будет введен в эксплуатацию новый парогазовый блок и будет точно определен план развития энергосистемы И если значения токов КЗ будут выше 40 кА, потребуются выполнение следующих мер. Так как кажется достаточным возможная замена выключателей на 220кВ от проектирования до установки на 2 года, то это возможно выполнить после соответствующего изучения ГАК «Узбекэнерго».

- a. Установить еще один трансформатор 500/220 кВ с отдельной шиной 220 кВ.
- b. Заменяемые в дальнейшем генераторы подключать напрямую к шине 500 кВ.
- c. Трансформатор заменяемых в дальнейшем генераторов должны выбираться с высоким полным сопротивлением.
- d. Все выключатели 220 кВ должны быть заменены на выключатели с номинальной предельно допустимой токовой нагрузкой 50 кВ.

(4) Статическая устойчивость

Расчеты статической устойчивости были выполнены для того, чтобы оценить может ли поддерживаться стабильность в энергосистеме при небольшой неисправности, например, если где-нибудь в системе произойдет срабатывание одного из выключателей. Результаты расчета такой ситуации, приведенные на Рис. 5.3, показывают, что устойчивость системы сохранится.

(5) Динамическая устойчивость

Был выполнен расчет динамической устойчивости энергосистемы для случая предполагаемого размыкания цепи при 2-х фазных КЗ на землю в зоне генератора нового блока 370 МВт Ташкентской ТЭС.

Последовательность отказов:

500 кВ линии электропередачи, трансформаторов:

Через 120 мсек после того, как произошел сбой или повреждение, выключатель размыкает цепь.

220 кВ линии электропередачи:

Через 200 мсек после того, как произошел сбой или повреждение, выключатель размыкает цепь.

Случай 1: линия 500 кВ ТашТЭС - Шымкент

Случай 2: линия 500 кВ ТашТЭС - Ташкентская ПС

Случай 3: линия 220 кВ ТашТЭС - Юксак

Случай 4: основной трансформатор 500/220 кВ ТашТЭС.

Результаты расчетов для каждого случая показаны на Рис. 4.5-4, 4.5-5, 4.5-6, и 4.5-7. Колебания фазового угла энергоблока сходятся, так что согласно выполненному расчету энергосистема будет динамически устойчива.

(6) Нестабильность частоты

Самым крупным блоком энергосистемы Центральной Азии является генераторный блок мощностью 800 МВт Талимарджанской электростанции (ввод в эксплуатацию

которого планируется к концу 2003 года). Был выполнен расчет электрического режима при снижении частоты, в случае если блок 800 МВт Талимарджанской станции будет отключен от энергосистемы, а также при повышении частоты в случае 5 % и 10 % снижении нагрузки во всей системе. Результаты этих расчетов приведены на Рис. 4.5-8, 4.5-9, и 4.5-10. В случае падения частоты во время работы генератора возможно возникновение такой проблемы, как резонанс поворотных лопаток турбины или снижения выходной мощности вспомогательного оборудования. Самый низкий допустимый уровень частоты составляет 48.5 Гц, и наши расчеты показали, что в случае отключения Талимарджанского блока 800 МВт, снижение частоты остается в пределах допустимого диапазона. Самый высокий допустимый уровень повышения частоты составляет 51.5 Гц, и наши расчеты случая снижения нагрузки на 10 % показали, что частота в каждом случае возрастает в допустимых пределах.

Стандартная газовая турбина для коммерческого использования определенного производителя, спроектирована для длительной работы под нагрузкой в пределах частоты сети от 47,5 – 51,5 Гц. Такой допустимый предел указан во избежание резонанса естественных частот вращающихся лопаток турбины и компрессора с гармоникой скорости вращения.

Таким образом, если сетевая частота превышает указанный предел, выключатель генератора вынужден открыться или газовая турбина должна будет отключиться частотным реле запаздывания. В случае упомянутой газовой турбины, частотные реле запаздывания имеют следующие функции:

а. Реле низкой частоты

$47,0 \text{ Гц} < F \leq 47,5 \text{ Гц}$ Выключатель генератора открывается через 15 секунд.

$F = 47,0 \text{ Гц}$ Газовая турбина отключается через 0,1 секунды.

$F < 47,0 \text{ Гц}$ Газовая турбина отключается мгновенно.

б. Реле повышенной частоты

$F = 51,5 \text{ Гц}$ Газовая турбина отключается через 0,1 секунды.

$F > 51,5 \text{ Гц}$ Газовая турбина отключается мгновенно.

Допустимый предел где газовая турбина может работать длительное время под нагрузкой меняется в зависимости от проектной концепции производителя газовой турбины. Таким образом мы рекомендуем чтобы ГАК «Узбекэнерго» обсудил с генеральным подрядчиком вопрос определения рабочих пределов реле частоты.

4.5.6 Результаты расчетов электрического режима летней пиковой нагрузки

(1) Потокораспределение

Результаты расчета потокораспределения после подключения генератора нового парогазового блока мощностью 370 МВт к сети Ташкентской ТЭС показаны на Рис. 4.5-11.

В Таблице 4.5-1. показано распределение нагрузки по всем линиям электропередачи. Для всех линий расчетный поток был в пределах допустимой пропускной способности.

(2) Напряжение

С целью поддержания необходимого уровня напряжений в расчеты для некоторых подстанций были добавлены статические конденсаторы требуемой емкости

Значения уровней напряжения на шинах 500 и 220 кВ каждой подстанции приводятся на Рис. 4.5-11 и в Таблице 4.5-2. Напряжение на шинах каждой подстанции 500 кВ, было в пределах от 543 кВ (108.7) % до 500 кВ (100.0) %. Напряжение на шинах каждой подстанции 220 кВ было в пределах от 241 кВ (109.6) % до 201 кВ (91.4) %. Во всех случаях было зафиксировано изменение напряжения в пределах допустимого диапазона ± 10 %.

(3) Токи короткого замыкания

Результаты расчета токов короткого замыкания такие же, как и при расчете режима зимнего максимума.

(4) Статическая устойчивость

Расчеты статической устойчивости были выполнены для того, чтобы оценить может ли поддерживаться стабильность в энергосистеме при небольшой неисправности, например, если где-нибудь в системе произойдет срабатывание одного из выключателей. Результаты расчета такой ситуации, приведенные на Рис. 4.5-12, показывают, что устойчивость системы сохранится.

(5) Динамическая устойчивость

Был выполнен расчет динамической устойчивости энергосистемы для случая, предполагаемого размыкания цепи при 2-х фазном КЗ на землю в зоне генератора нового блока 370 МВт на Ташкентской ТЭС.

Последовательность отказов:

500 кВ линии электропередачи, трансформаторов:

Через 120 мсек после того, произошел сбой или повреждение, выключатель размыкает цепь.

220 кВ линии электропередачи:

Через 200 мсек после того, как произошел сбой или повреждение, выключатель размыкает цепь

Случай 1: линия 500 кВ ТашТЭС - Шымкент

Случай 2: линия 500 кВ ТашТЭС - Ташкентская ПС

Случай 3: линия 220 кВ ТашТЭС - Юксак

Случай 4: основной трансформатор 500/220 кВ на ТашТЭС.

Результаты расчетов для каждого случая показаны на Рис. 4.5-13, 4.5-14, 4.5-15, и 4.5-16. Колебания фазового угла энергоблока сходятся, так что энергосистема будет динамически устойчива.

(6) Нестабильность частоты

Результаты расчетов отклонения частоты такие же, как описано для режима зимней пиковой нагрузки.

4.5.7 Выводы и заключение

(1) Выводы

Анализ показал, что после ввода в эксплуатацию парогазового блока мощностью 370 МВт на ТашТЭС и его подключения его к существующей энергосистеме не возникнет каких-либо проблем с потокораспределением, напряжением, токами короткого замыкания, устойчивостью системы или нестабильностью частоты.

Данный анализ выполнен по данным за 2002 год, а не по фактическому состоянию энергосистемы в 2008 году, то есть когда будет введен в эксплуатацию энергоблок в Талимарджане. Для подготовки точного плана развития энергосистемы потребуется выполнить анализ данных за 2008 год и после него. Поэтому, чтобы определить все проблемы, связанные с потокораспределением, напряжением, токами короткого замыкания, стабильностью и колебанием частоты, необходимо провести более точный анализ системы электросетей с учетом прогноза потребления, плана развития производства электроэнергии и сетей электропередачи системы ГЭК "Узбекэнерго". Определенно ГЭК «Узбекэнерго» имеет опыт технические возможности проведения анализа энергосистемы. НДЦ в основном выполняет анализ энергосистемы Узбекистана, а ОДЦ выполняет анализ по всей энергосистеме Центральной Азии.

(2) Заключение

Итак, изучение системы в целом показало, что возникает проблема с динамической устойчивостью. Осуществляемые сейчас интенсивные перетоки мощности из восточной части энергосистемы в западную делают энергосистему слабой в отношении динамической устойчивости. В частности, динамическая устойчивость становится нестабильной, когда происходят аварии на линии электропередачи 500 кВ ТашТЭС - Сырдарьинская ГРЭС, Сырдарьинская ГРЭС и Гузар, или на линии Фрунзенская - Токтогульская - Лочин. Поэтому были выполнены расчеты динамической устойчивости для случаев размыкания цепи при 3-х фазных КЗ на землю на линиях 500кВ.

* Участок Ташкент - Сырдарьинская ГРЭС

Наблюдается неустойчивый режим при размыкании цепи при 3-х фазном КЗ на землю (Рис. 4.5-20)

Сохраняется устойчивый режим при размыкании-соединении цепи при 1 фазном КЗ на землю (Рис 4.5-21)

С вводом в эксплуатацию и подключением в систему энергоблока 800 МВт Талимарджанской станции, поток передаваемой мощности на запад станет менее интенсивным, и в результате этого уровень динамической устойчивости станет стабильным. (Рис. 4.5-22).

* Участок Сырдарьинская ГРЭС - Гузар

С вводом в эксплуатацию и подключением в систему блока 800 МВт Талимарджанской электростанции, поток передаваемой мощности на запад станет менее интенсивным, но уровень динамической устойчивости все же останется нестабильным. (Рис. 4.5-23). Поэтому в сети электропередачи потребуется установить блок стабилизации, чтобы разделить энергосистему на восточную и западную части, и тогда обе системы станут более устойчивыми, или же построить новую линию электропередачи 500 кВ Сырдарьинская ГРЭС - Гузар для сохранения динамической устойчивости системы при авариях на линии.

* Фрунзенская - Токтогульская - Лочин

При размыкании цепи при 3-х фазном КЗ на землю(Рис. 4.5-24, 4.5-25) устойчивый режим сохраняется.

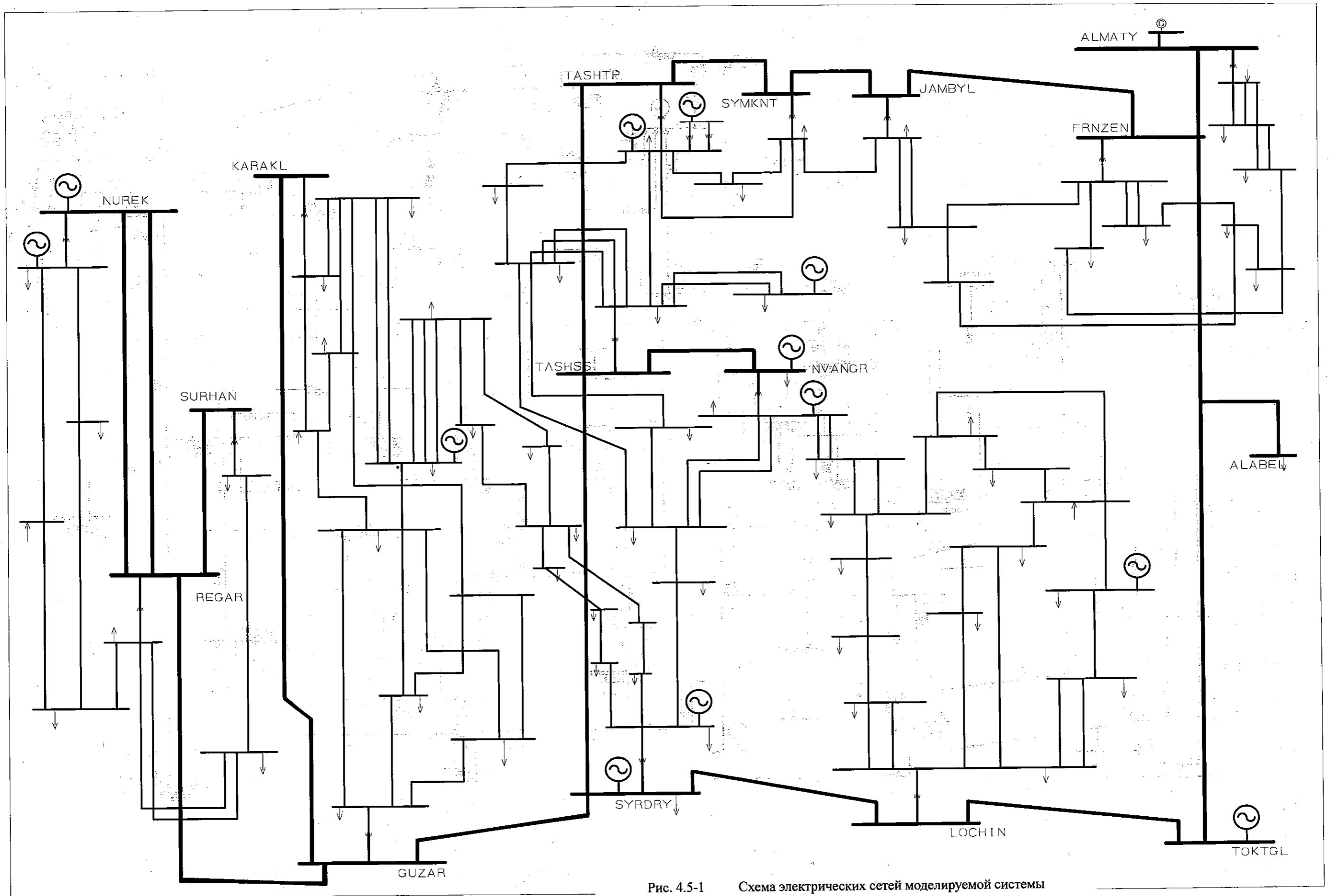


Рис. 4.5-1 Схема электрических сетей моделируемой системы

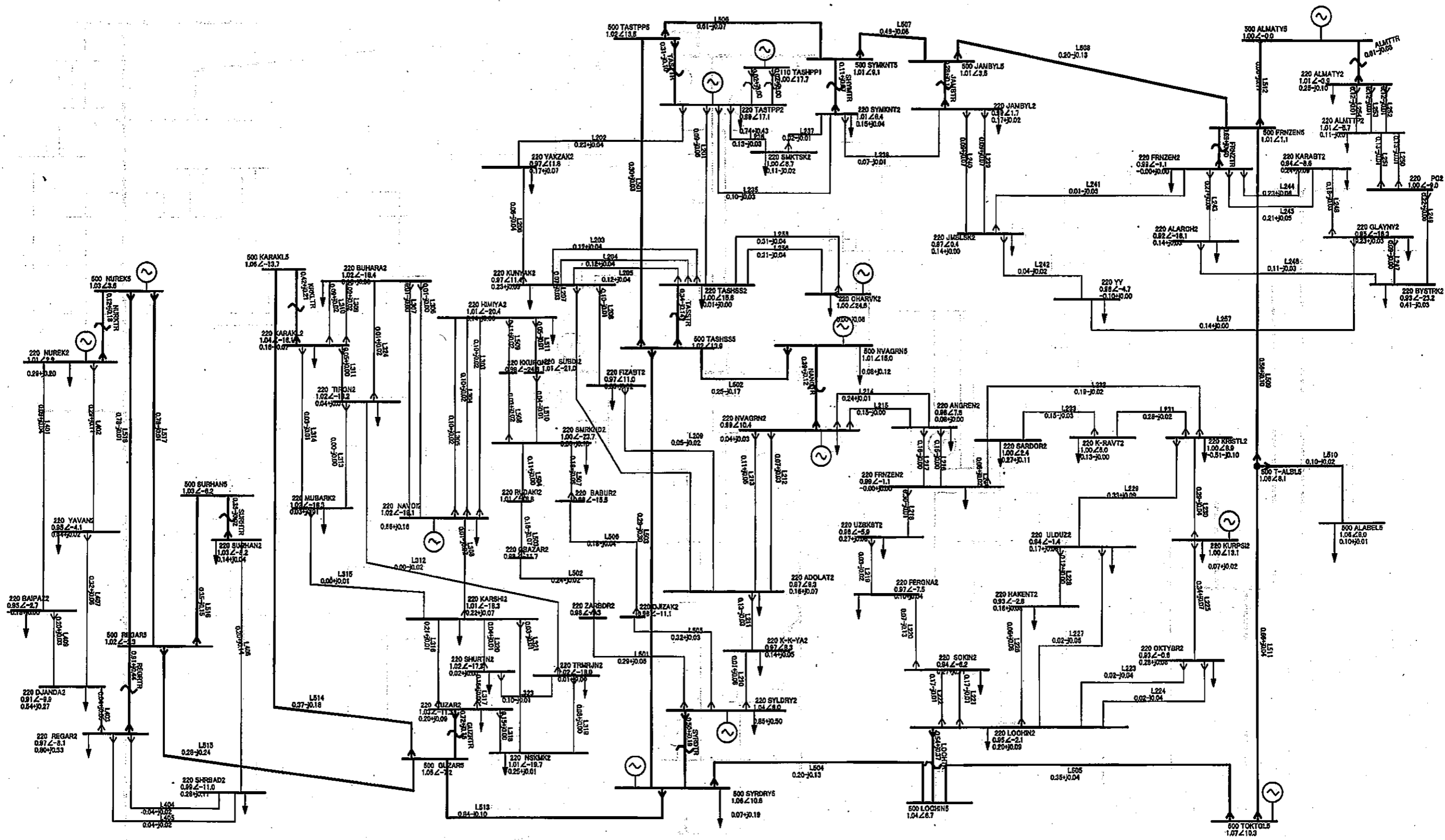


Рис. 4.5-2 Схема потокораспределения зимнего максимума

Таблица 4.5-2 Результаты расчета напряжения (напряжение на шинах каждой ПС)

base V	NAME	node voltage (normal condition)			
		summer		winter	
		(kV)	(%)	(kV)	(%)
500	TASTPP5	513.34	102.7%	507.90	101.6%
500	TASHSS5	513.34	102.7%	508.69	101.7%
500	NVAGRN5	507.66	101.5%	503.98	100.8%
500	SYDRY5	534.89	107.0%	529.03	105.8%
500	LOCHIN5	531.66	106.3%	520.58	104.1%
500	SYMKNT5	517.20	103.4%	507.22	101.4%
500	JAMBYL5	519.94	104.0%	505.42	101.1%
500	FRNZEN5	522.98	104.6%	506.58	101.3%
500	T-ALBL5	542.53	108.5%	531.79	106.4%
500	ALABEL5	543.01	108.6%	531.76	106.4%
500	TOKTGL5	542.24	108.4%	535.43	107.1%
500	ALMATY5	500.12	100.0%	500.10	100.0%
500	GUZAR5	542.84	108.6%	524.28	104.9%
500	KARAKL5	543.38	108.7%	528.33	105.7%
500	REGAR5	518.07	103.6%	508.56	101.7%
500	SURHAN5	519.67	103.9%	514.03	102.8%
500	NUREK5	519.76	104.0%	513.97	102.8%
220	TASTPP2	219.82	99.9%	218.54	99.3%
220	TASHSS2	222.12	101.0%	220.87	100.4%
220	KUNYAK2	214.32	97.4%	213.24	96.9%
220	YAKZAK2	213.15	96.9%	212.46	96.6%
220	NVAGRN2	216.82	98.6%	216.88	98.6%
220	ANGREN2	214.87	97.7%	215.59	98.0%
220	OBHYAT2	211.27	96.0%	212.04	96.4%
220	UZBKST2	213.80	97.2%	210.48	95.7%
220	FERGNA2	219.19	99.6%	213.23	96.9%
220	SOKIN2	213.41	97.0%	206.32	93.8%
220	LOCHIN2	218.67	99.4%	209.61	95.3%
220	OKTYBR2	214.55	97.5%	205.16	93.3%
220	HAKENT2	213.80	97.2%	204.89	93.1%
220	ULDUZ2	213.19	96.9%	205.74	93.5%
220	KRISTL2	213.08	96.9%	220.46	100.2%
220	K-RAVT2	210.73	95.8%	219.53	99.8%
220	SARDOR2	213.22	96.9%	219.56	99.8%
220	KURPSI2	219.58	99.8%	220.49	100.2%
220	SYLDRY2	234.01	106.4%	229.09	104.1%
220	K-K-YA2	212.83	96.7%	214.35	97.4%
220	ADOLAT2	213.80	97.2%	214.34	97.4%
220	FIZABT2	213.53	97.1%	213.04	96.8%
220	SYMKNT2	225.48	102.5%	221.62	100.7%
220	SMKTSK2	225.57	102.5%	221.03	100.5%
220	JAMBYL2	224.82	102.2%	218.59	99.4%
220	JMELSK2	218.82	99.5%	213.46	97.0%
220	FRNZEN2	226.43	102.9%	218.31	99.2%
220	ALMATY2	220.18	100.1%	222.59	101.2%
220	ALARCH2	216.31	98.3%	201.88	91.8%
220	BYSTRK2	213.64	97.1%	205.20	93.3%
220	PC2	220.01	100.0%	220.56	100.3%
220	ALMTTP2	219.01	99.6%	221.84	100.8%
220	GLAYNY2	210.01	95.5%	208.53	94.8%
220	KARABT2	219.14	99.6%	207.43	94.3%
220	CHARVK2	220.33	100.2%	219.80	99.9%
220	YY	218.36	99.3%	215.14	97.8%
220	SMRKND2	234.20	106.5%	219.35	99.7%
220	HIMIYA2	225.83	102.7%	221.61	100.7%
220	NAVOI2	227.26	103.3%	223.70	101.7%
220	KARAKL2	237.70	108.0%	228.07	103.7%
220	BUHARA2	231.98	105.4%	223.62	101.6%
220	TIRON2	234.79	106.7%	225.37	102.4%
220	GUZAR2	237.79	108.1%	227.52	103.4%
220	KARSHI2	234.85	106.8%	222.64	101.2%
220	NSKMK2	236.44	107.5%	221.97	100.9%
220	TRMRJN2	236.27	107.4%	223.60	101.6%
220	SHURTN2	236.48	107.5%	224.13	101.9%
220	MUBARK2	235.95	107.3%	225.08	102.3%
220	ZARBDR2	232.08	105.5%	216.62	98.5%
220	CBAZAR2	234.64	106.7%	215.73	98.1%
220	RUDAKI2	241.06	109.6%	222.80	101.3%
220	DJZAK2	230.46	104.8%	216.04	98.2%
220	BABUR2	231.39	105.2%	216.46	98.4%
220	KKURGN2	226.30	102.9%	216.00	98.2%
220	SUBDI2	227.45	103.4%	221.55	100.7%
220	NUREK2	227.23	103.3%	221.97	100.9%
220	REGAR2	221.68	100.8%	214.36	97.4%
220	SURHAN2	228.25	103.8%	226.80	103.1%
220	SHRBAD2	219.86	99.9%	217.06	98.7%
220	DJANDA2	215.79	98.1%	201.08	91.4%
220	YAVAN2	220.95	100.4%	207.92	94.5%
220	BAIPA22	224.37	102.0%	208.91	95.0%

Таблица 4.5-3 Результаты расчета токов КЗ

NAME	BASE Voltage (kV)	breaking capacity (kA)	FAULT CURRENT		FAULT CAPACITY	
			without CC (kA)	with CC (kA)	without CC (MVA)	with CC (MVA)
ALMATY5	500	40	40.0	40.0	34,623	34,629
TASTPP5	500	40	10.9	11.3	9,422	9,771
TASHSS5	500	40	11.8	12.2	10,243	10,599
NVAGRN5	500	40	8.9	9.0	7,677	7,831
SYRDRY5	500	40	13.1	13.1	11,308	11,386
LOCHIN5	500	40	5.7	5.8	4,972	4,982
SYMKNT5	500	40	7.1	7.2	6,141	6,268
JAMBYL5	500	40	5.7	5.7	4,924	4,965
FRNZEN5	500	40	7.1	7.2	6,178	6,202
T-ALBL5	500	40	5.7	5.7	4,964	4,973
ALABEL5	500	40	4.8	4.9	4,196	4,203
TOKTGL5	500	40	6.2	6.2	5,358	5,367
GUZAR5	500	40	5.5	5.5	4,748	4,751
KARAKL5	500	40	3.1	3.1	2,717	2,718
REGAR5	500	40	6.4	6.4	5,538	5,539
SURHAN5	500	40	3.3	3.3	2,892	2,892
NUREK5	500	40	7.8	7.8	6,735	6,736
TASTPP2	220	40	24.7	27.5	9,400	10,469
TASHSS2	220	40	21.7	22.4	8,253	8,551
KUNYAK2	220	40	14.2	14.5	5,396	5,524
YAKZAK2	220	40	11.6	11.9	4,434	4,544
NVAGRN2	220	40	17.1	17.3	6,505	6,578
ANGREN2	220	40	10.8	10.8	4,098	4,124
OBHYAT2	220	40	6.1	6.1	2,328	2,334
UZBKST2	220	40	4.6	4.6	1,742	1,744
FERGNA2	220	40	4.7	4.7	1,784	1,786
SOKIN2	220	40	6.0	6.0	2,278	2,280
LOCHIN2	220	40	8.3	8.3	3,175	3,180
OKTYBR2	220	40	5.3	5.3	2,025	2,026
HAKENT2	220	40	6.1	6.1	2,326	2,328
ULDUZ2	220	40	6.2	6.2	2,378	2,380
KRISTL2	220	40	6.3	6.3	2,399	2,401
K-RAVT2	220	40	4.8	4.8	1,837	1,839
SARDOR2	220	40	4.9	4.9	1,853	1,855
KURPSI2	220	40	7.1	7.1	2,702	2,703
SYLDRY2	220	40	24.3	24.4	9,261	9,293
K-K-YA2	220	40	9.9	10.0	3,767	3,794
ADOLAT2	220	40	14.3	14.4	5,436	5,502
FIZABT2	220	40	11.3	11.5	4,295	4,370
SYMKNT2	220	40	11.8	12.0	4,483	4,564
SMKTSK2	220	40	6.9	7.0	2,615	2,650
JAMBYL2	220	40	9.4	9.5	3,589	3,612
JMBLSK2	220	40	7.0	7.0	2,651	2,662
FRNZEN2	220	40	12.7	12.8	4,857	4,871
ALMATY2	220	40	19.8	19.8	7,527	7,528
ALARCH2	220	40	3.5	3.5	1,350	1,351
BYSTRK2	220	40	4.1	4.1	1,550	1,551
PC2	220	40	6.9	6.9	2,634	2,634
ALMTP2	220	40	12.4	12.4	4,735	4,735
GLAYNY2	220	40	3.8	3.8	1,447	1,448
KARABT2	220	40	6.0	6.0	2,286	2,289
CHARVK2	220	40	11.5	11.6	4,398	4,438
YY	220	40	2.1	2.1	810	811
SMRKND2	220	40	4.5	4.5	1,729	1,729
HIMIYA2	220	40	8.7	8.7	3,298	3,298
NAVOI2	220	40	10.9	10.9	4,141	4,142
KARAKL2	220	40	7.0	7.0	2,672	2,673
BUHARA2	220	40	7.1	7.1	2,698	2,699
TIRON2	220	40	5.6	5.6	2,147	2,148
GUZAR2	220	40	9.1	9.1	3,479	3,481
KARSHI2	220	40	6.4	6.4	2,447	2,447
NSKMK2	220	40	4.7	4.8	1,810	1,810
TRMRJN2	220	40	5.6	5.6	2,116	2,116
SHURTN2	220	40	5.6	5.6	2,125	2,125
MUBARK2	220	40	4.6	4.6	1,764	1,764
ZARBDR2	220	40	3.7	3.7	1,403	1,403
CBAZAR2	220	40	3.0	3.0	1,156	1,156
RUDAKI2	220	40	3.0	3.0	1,139	1,140
DJZAK2	220	40	3.5	3.5	1,338	1,339
BABUR2	220	40	3.4	3.4	1,278	1,278
KKURGN2	220	40	4.1	4.1	1,549	1,549
SUBDI2	220	40	5.6	5.6	2,135	2,136
NUREK2	220	40	14.4	14.4	5,481	5,481
REGAR2	220	40	9.9	9.9	3,757	3,758
SURHAN2	220	40	6.4	6.4	2,437	2,437
SHRBAD2	220	40	5.4	5.4	2,053	2,053
DJANDA2	220	40	5.3	5.3	2,037	2,037
YAVAN2	220	40	6.2	6.2	2,360	2,360
BAIPAZ2	220	40	5.3	5.3	2,004	2,004

Результаты расчетов электрического режима зимней пиковый нагрузки

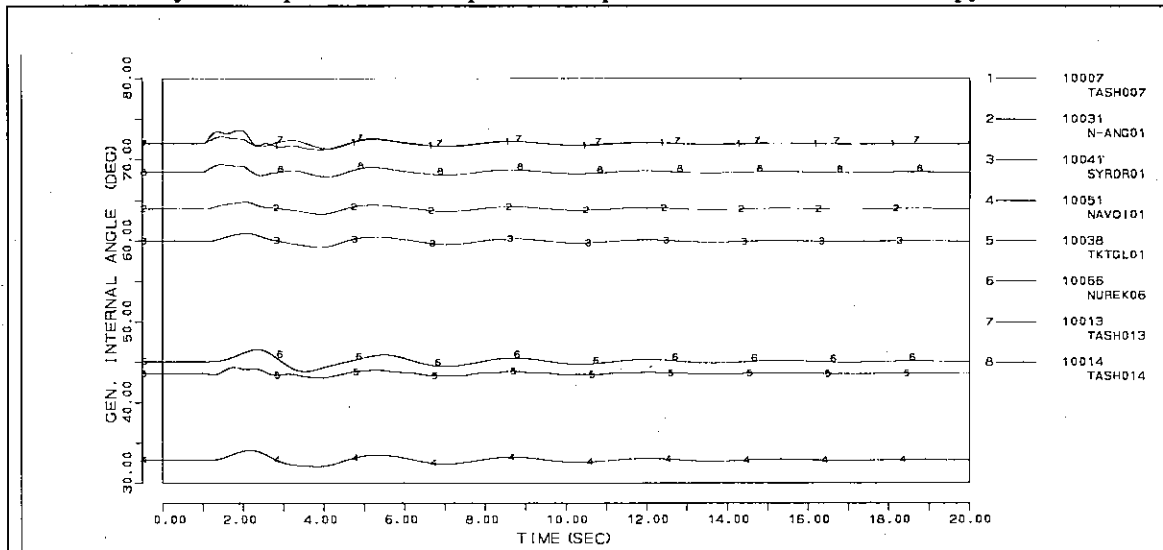


Рис. 4.5-3 Динамическая устойчивость

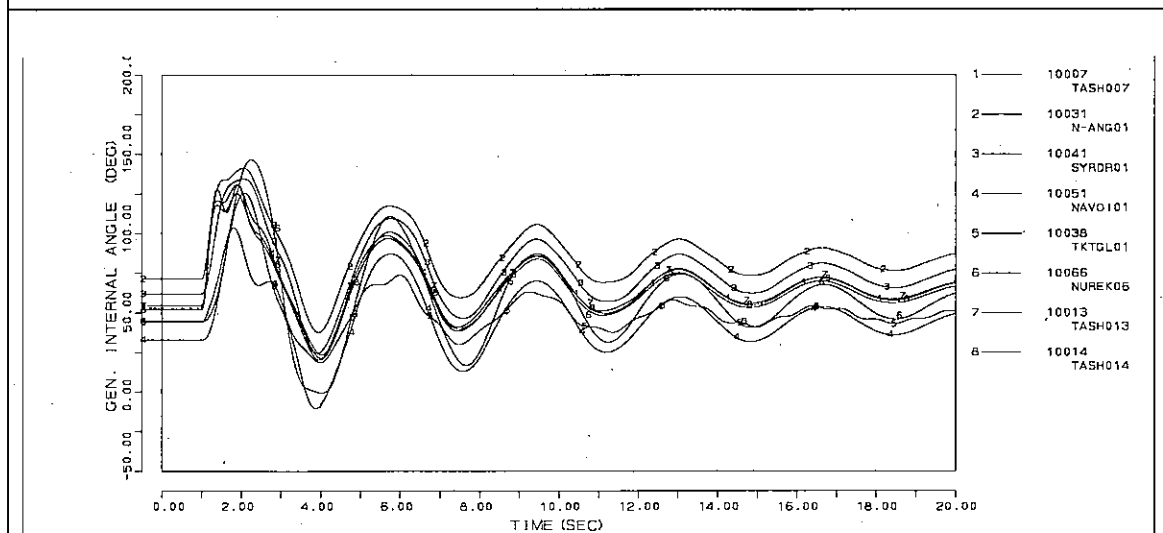


Рис. 4.5-4 Линия 500 кВ ТашТЭС – Шымкент при 2-х фазном КЗ

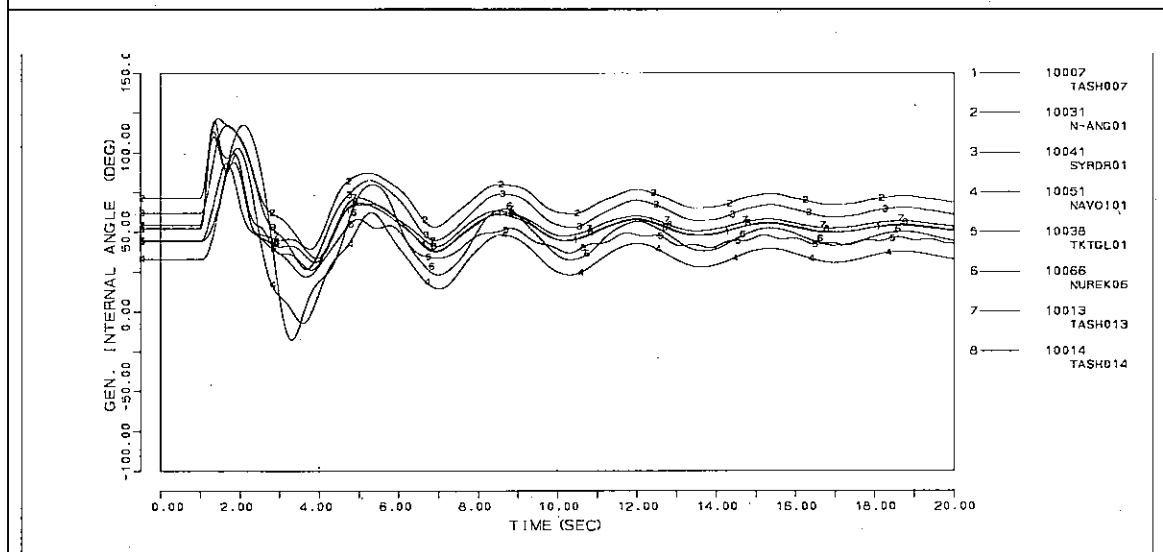


Рис. 4.5-5 Линия 500 кВ ТашТЭС – Ташкентская ПС при 2-х фазном КЗ

Результаты расчетов электрического режима зимней пиковой нагрузки

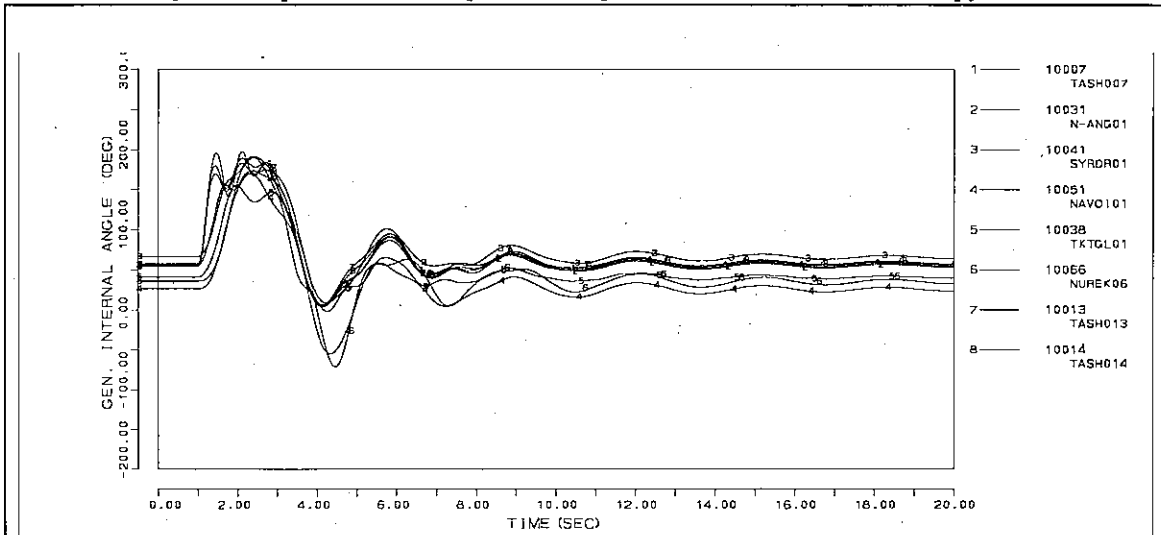


Рис. 4.5-6 Линия 220 кВ ТашГЭС – Юксад при 2-х фазном КЗ

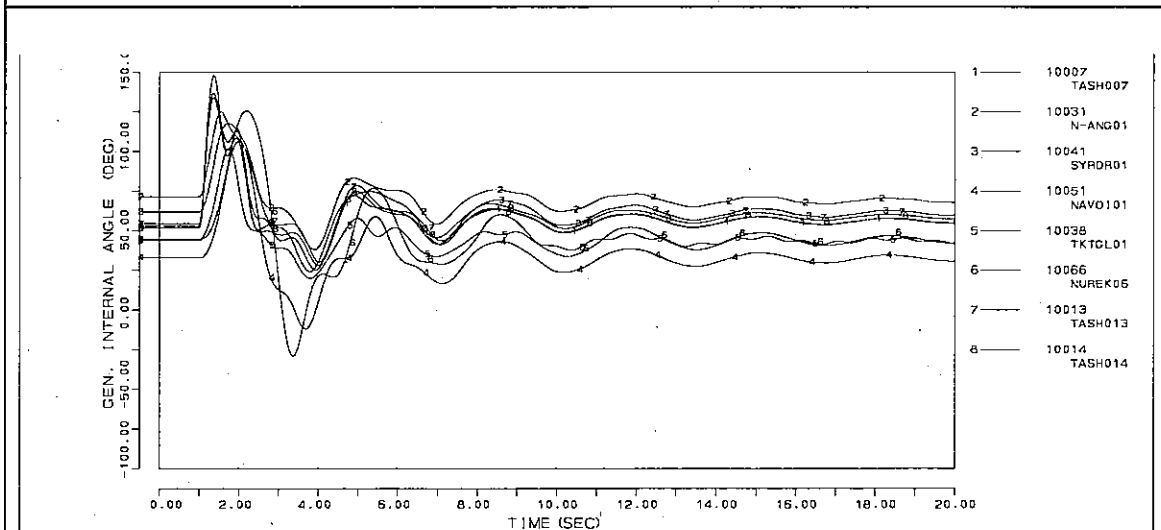


Рис. 4.5-7 Линия 500/220 кВ ТашГЭС при 2-х фазном КЗ

Результаты расчетов электрического режима зимней пиковой нагрузки

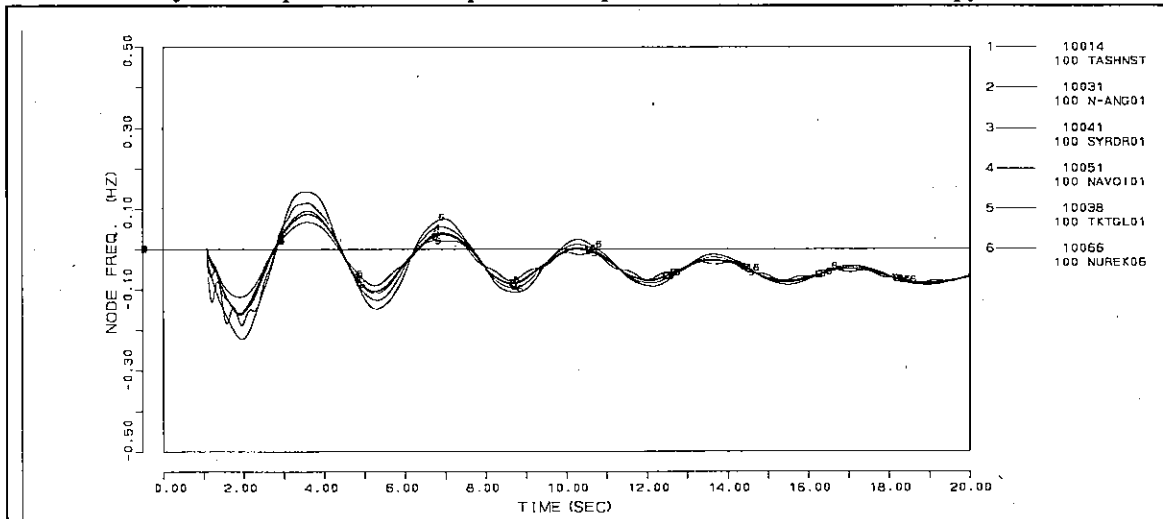


Рис. 4.5-8 Отключение Талимарджанского энергоблока 800МВт (частота)

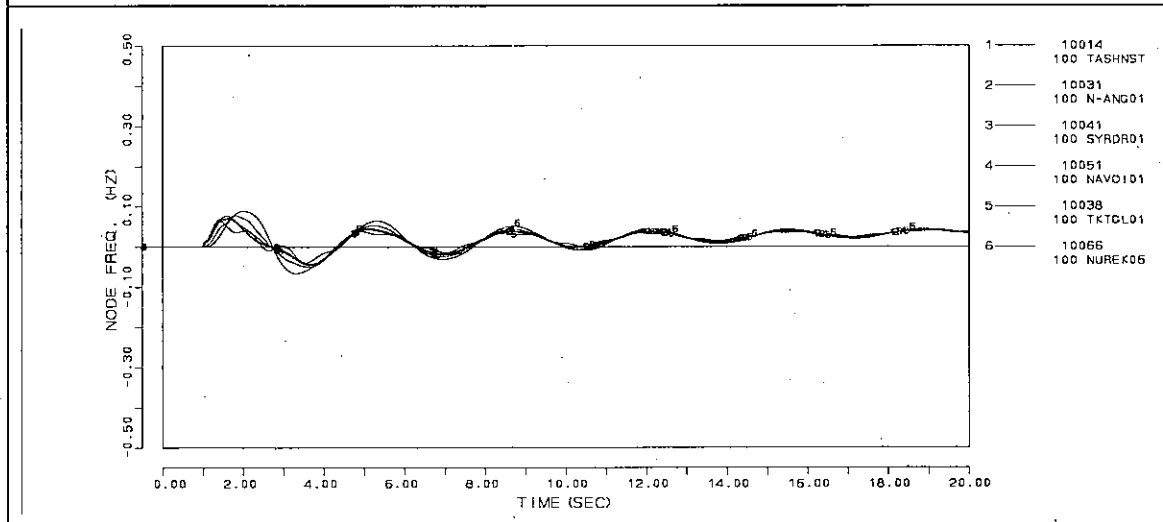


Рис. 4.5-9 Снижение нагрузки на 5% (частота)

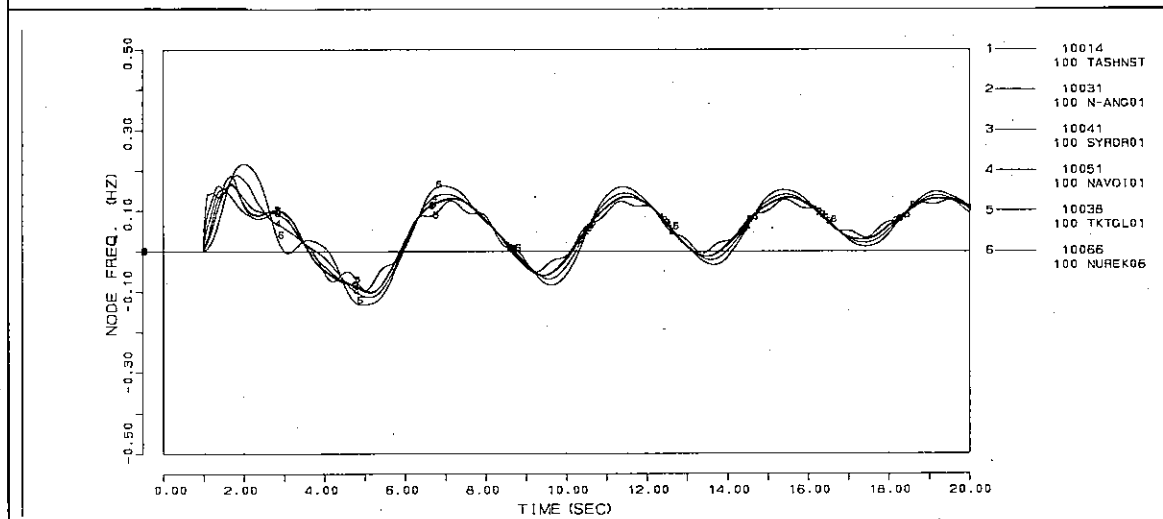


Рис. 4.5-10 Снижение нагрузки на 10% (частота)

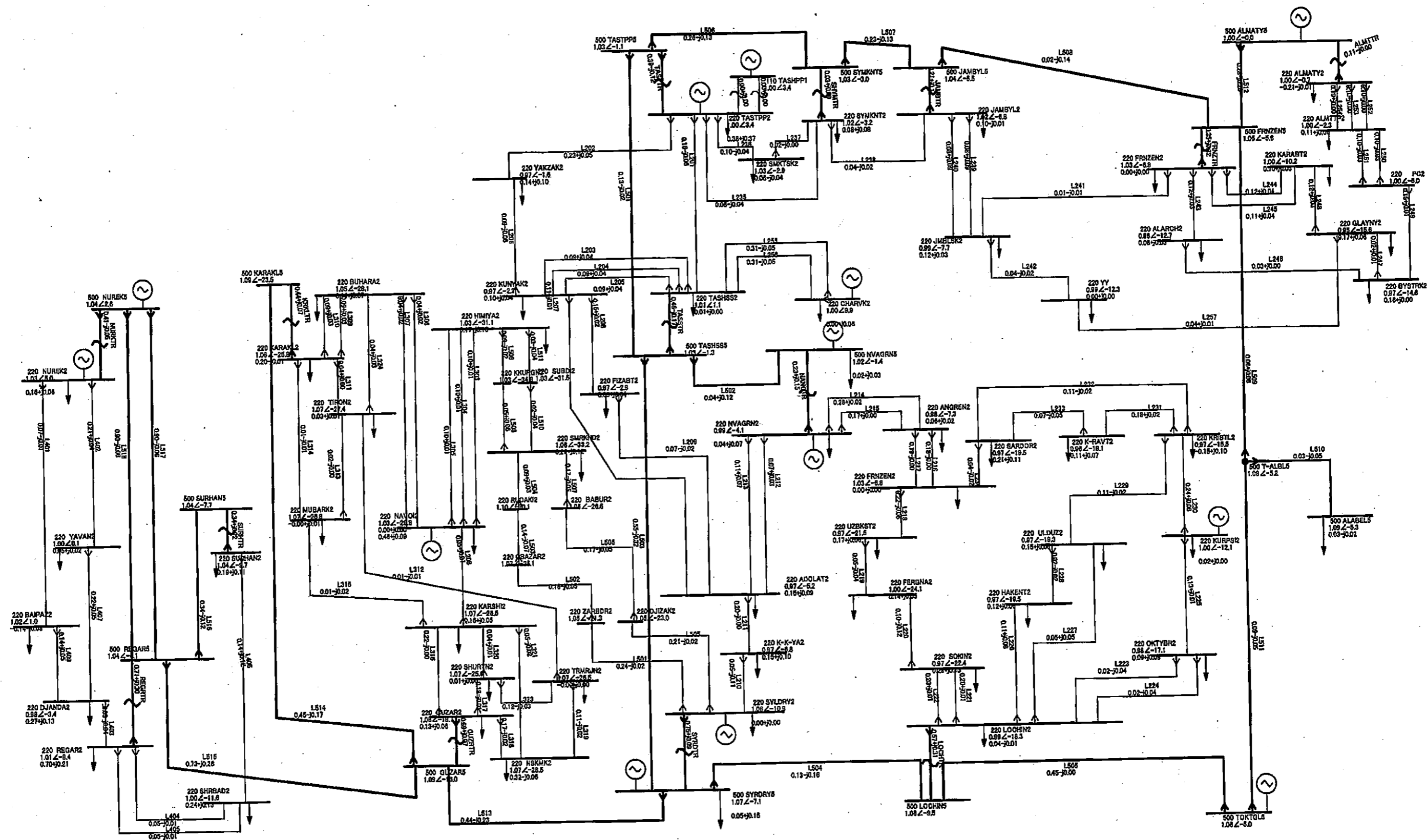


Рис. 4.5-11 Схема потокораспределения летного максимума

Результаты расчетов электрического режима летней пиковой нагрузки

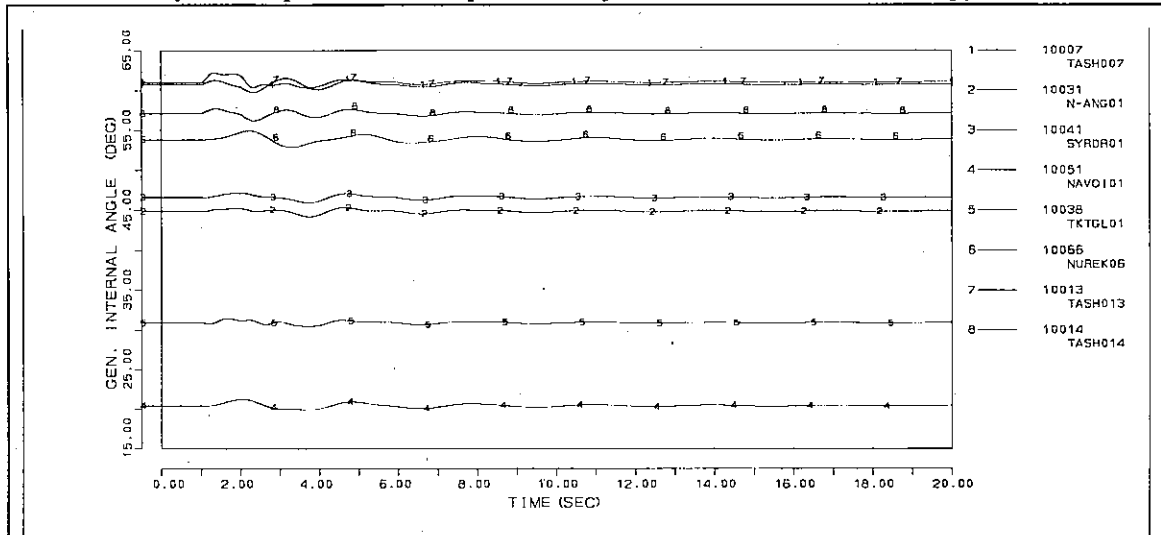


Рис. 4.5-12 Динамическая устойчивость

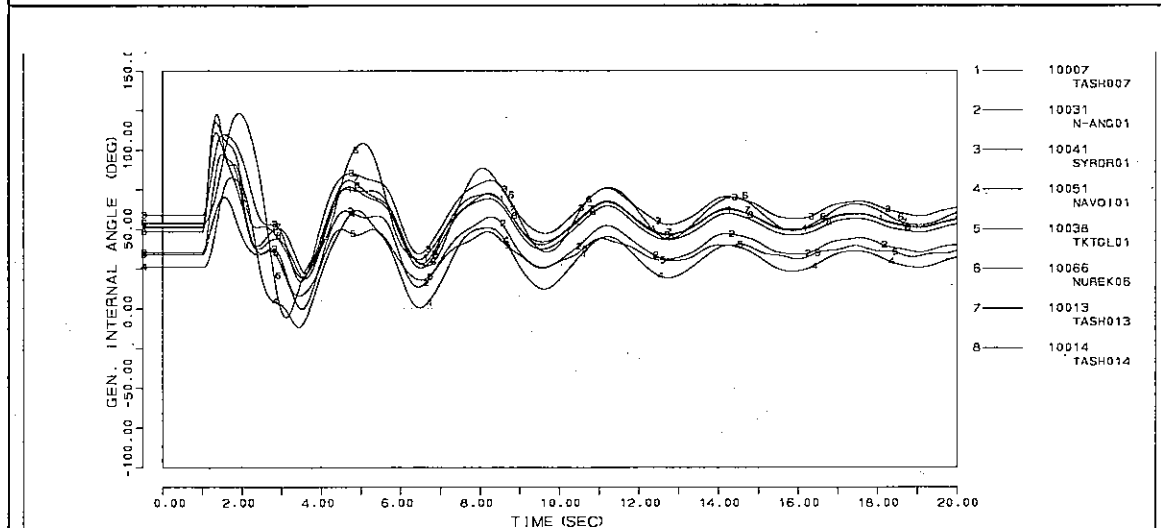


Рис. 4.5-13 Линия 500-кВ ТашТЭС – Шымкент при 2-х фазном КЗ

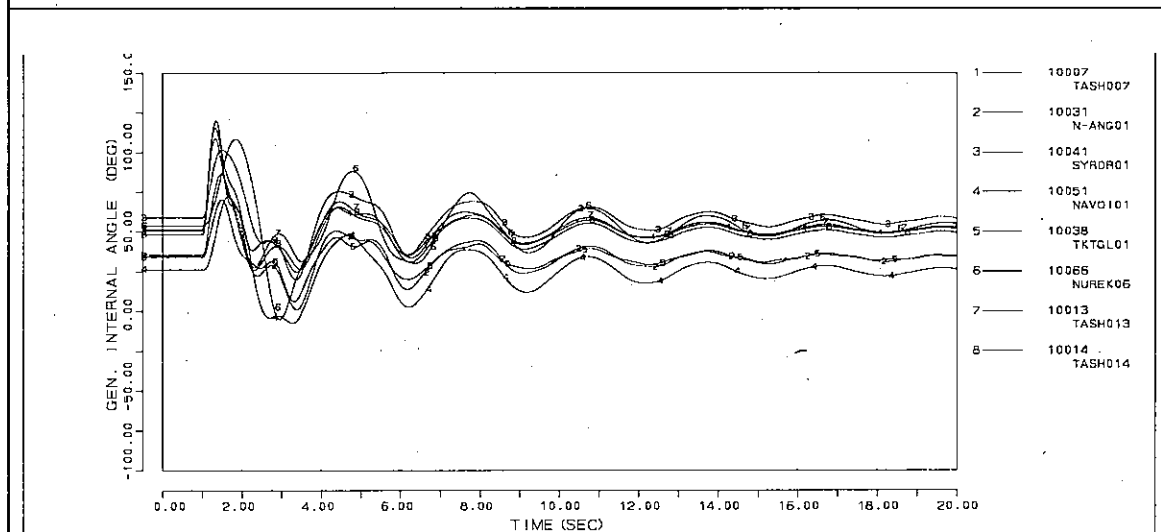


Рис. 4.5-14 Линия 500 кВ ТашТЭС – Ташкентская ПС при 2-х фазном КЗ

Результаты расчетов электрического режима летней пиковой нагрузки

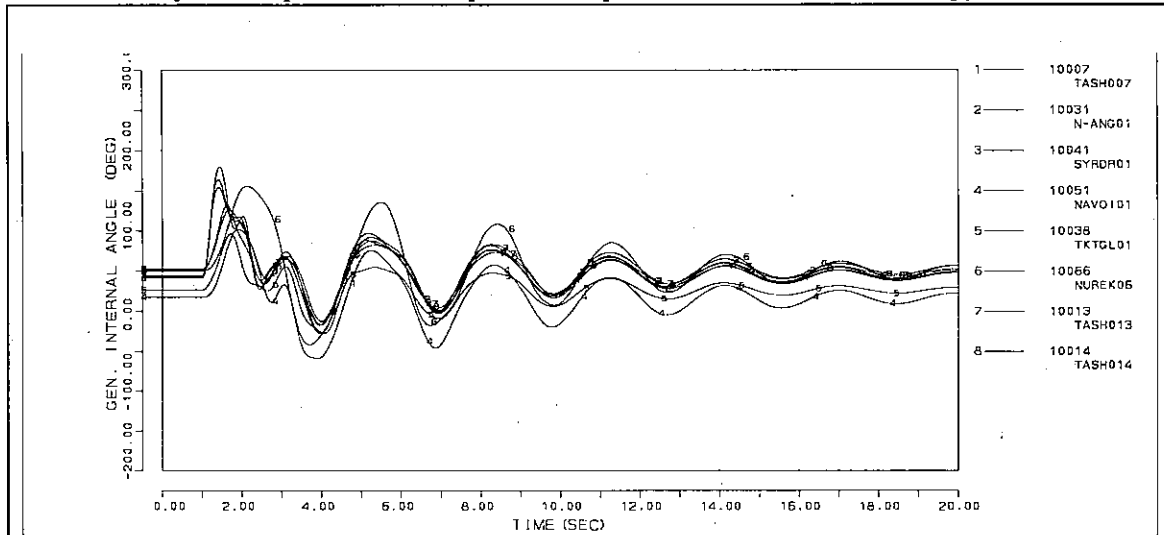


Рис. 4.5-15 Линия 220 кВ ТашТЭС – Юскак при 2-х фазном КЗ

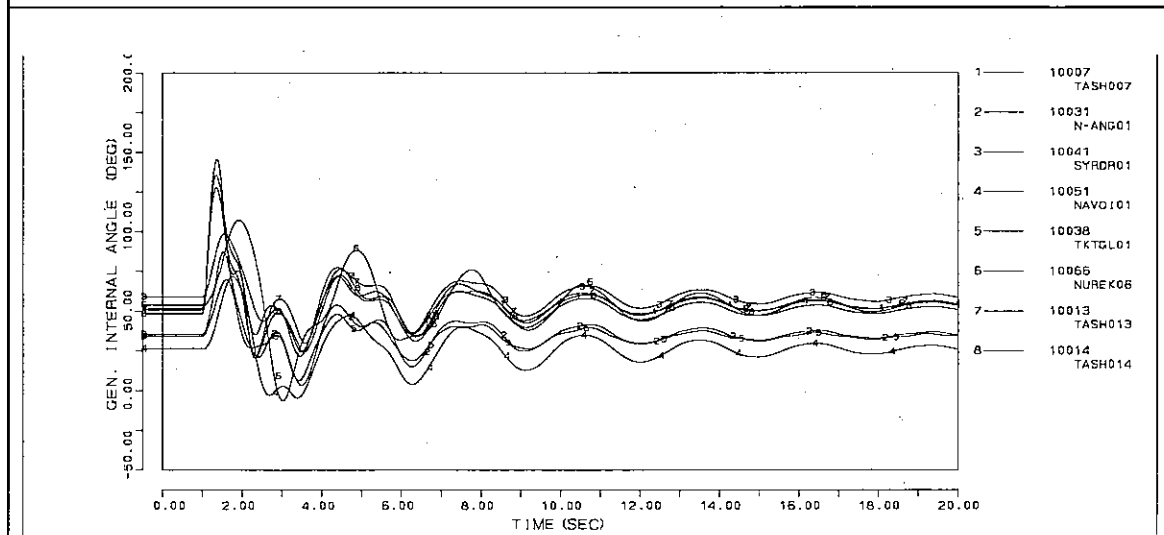


Рис. 4.5-16 Линия 500/220 кВ ТашТЭС при 2-х фазном КЗ

Результаты расчетов электрического режима летней пиковой нагрузки

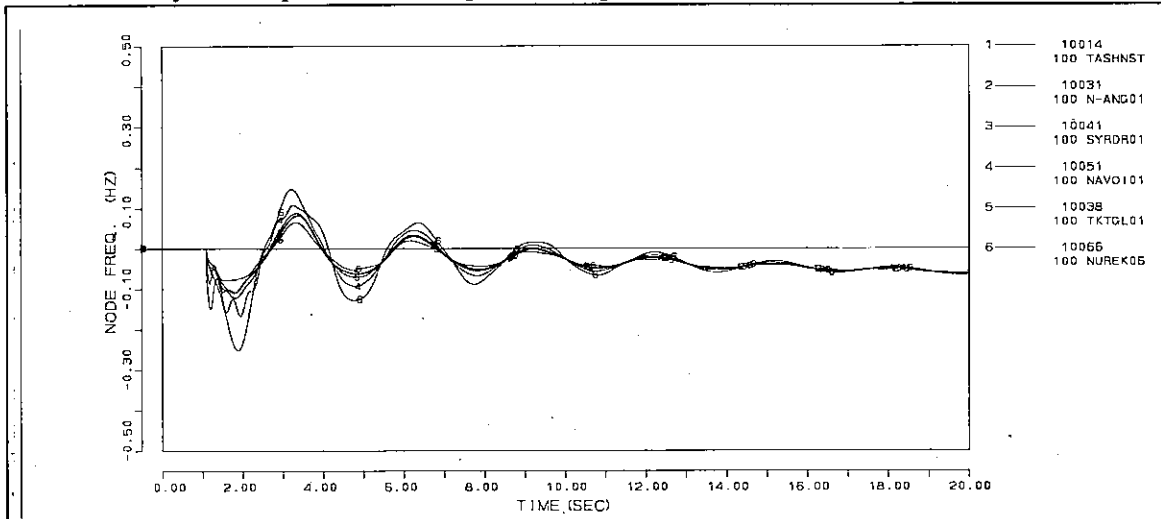


Рис. 4.5-17 Отключение Талимарджанского энергоблока 800МВт (частота)

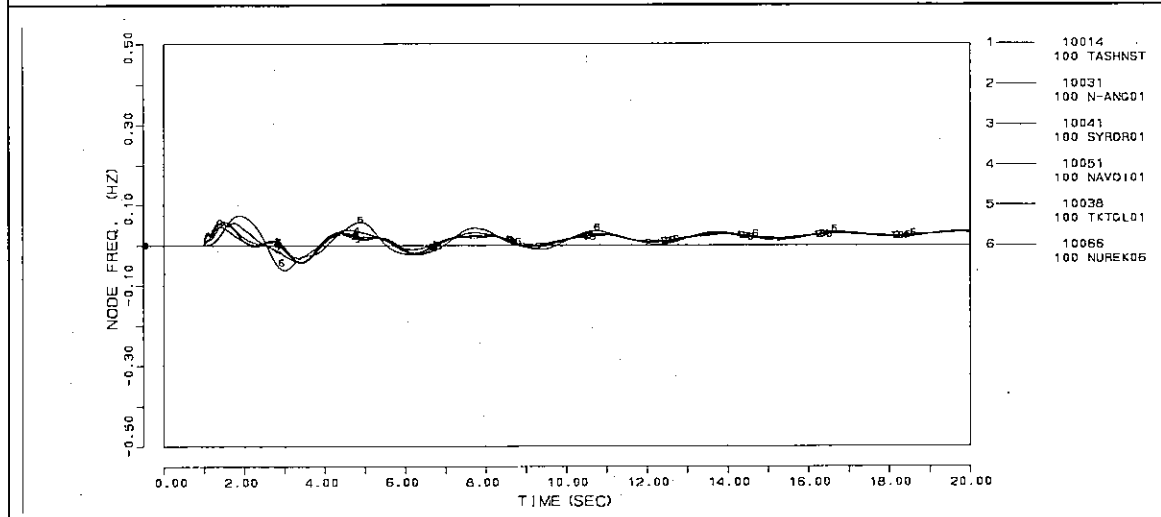


Рис. 4.5-18 Снижение нагрузки на 5% (частота)

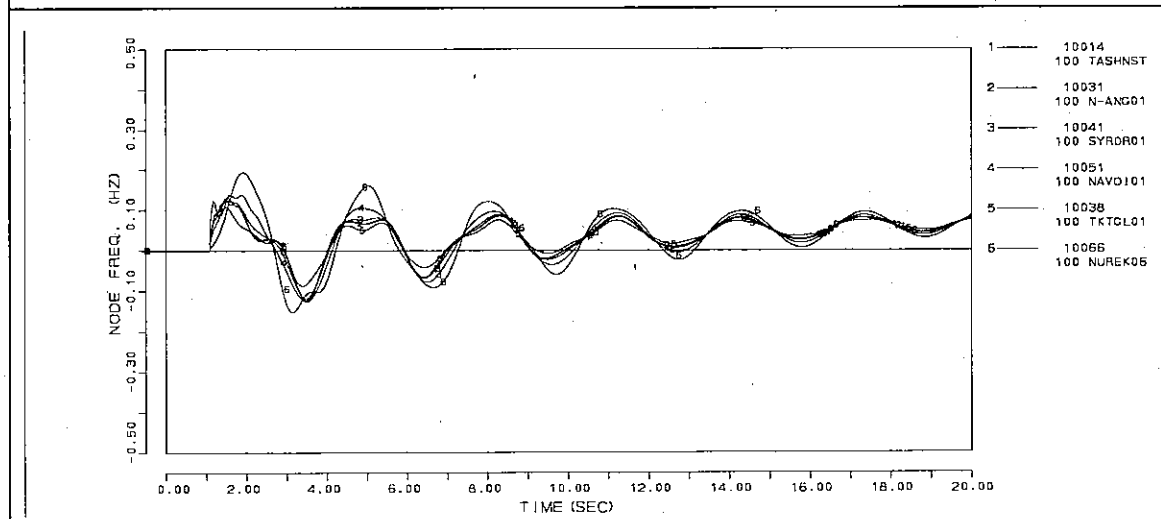


Рис. 4.5-19 Снижение нагрузки на 10% (частота)

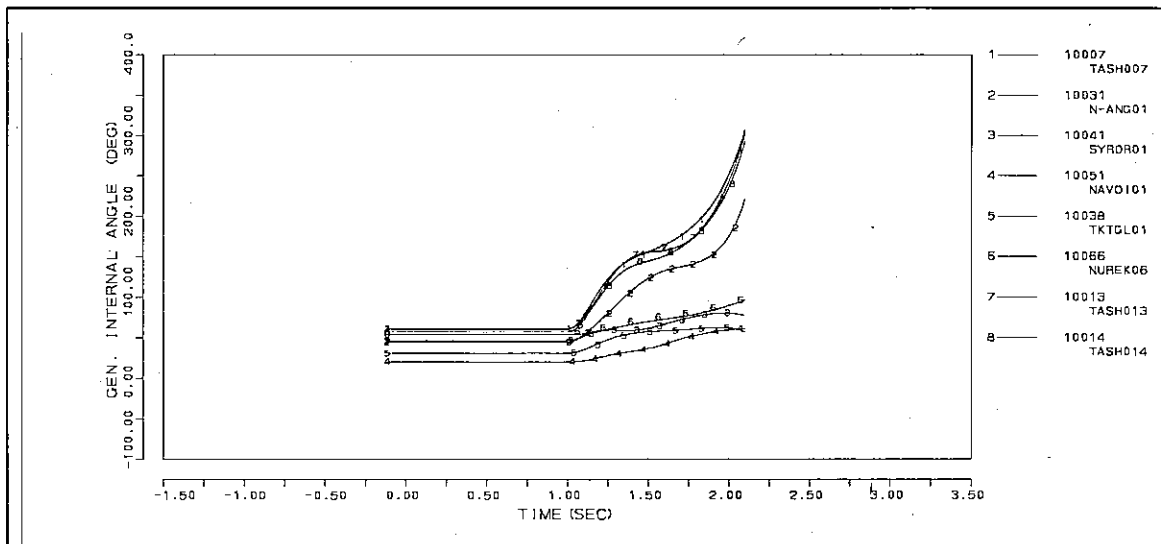


Рис. 4.5-20 Линия 500 кВ ПС Ташкентская-Сырдарья при 3-х фазном КЗ

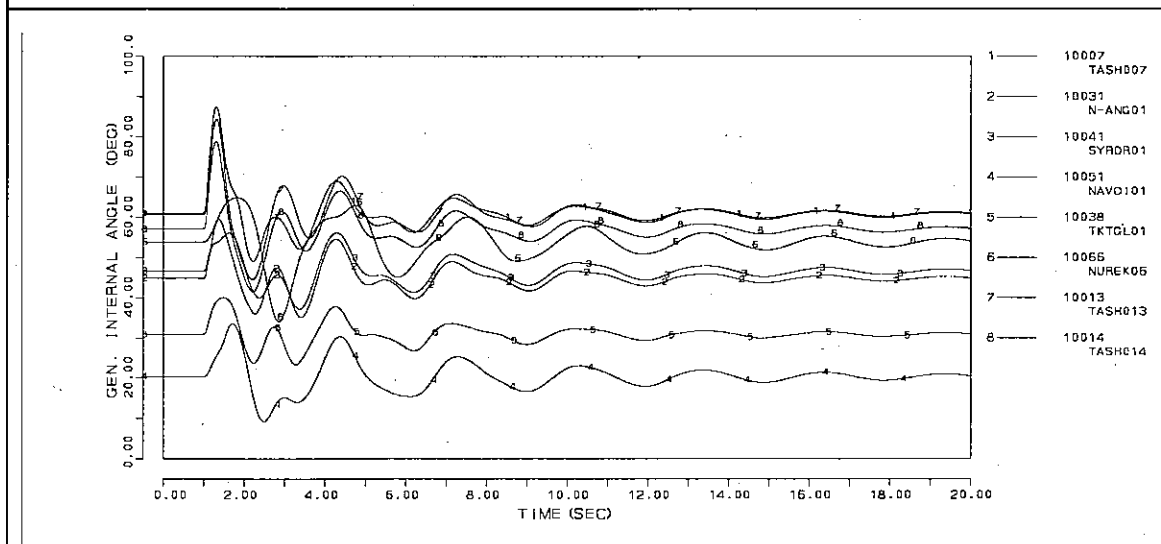


Рис. 4.5-21 Линия 500 кВ ПС Ташкентская -Сырдарья при размыкании-соединении

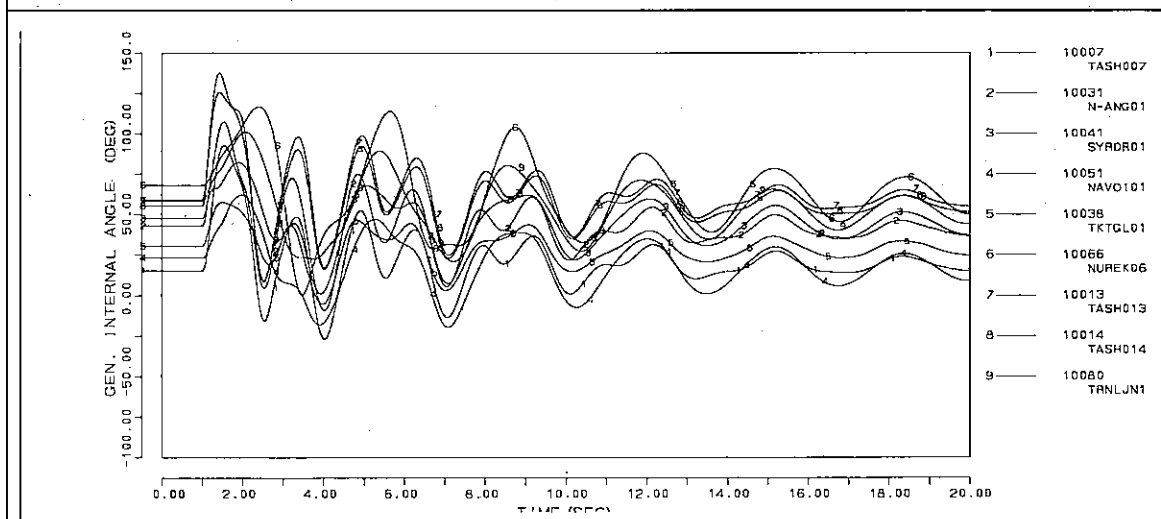


Рис. 4.5-22 Линия 500 кВ ПС Ташкентская-Сырдарья при 3-х фазном КЗ с Талимарджанским энергоблоком в системе

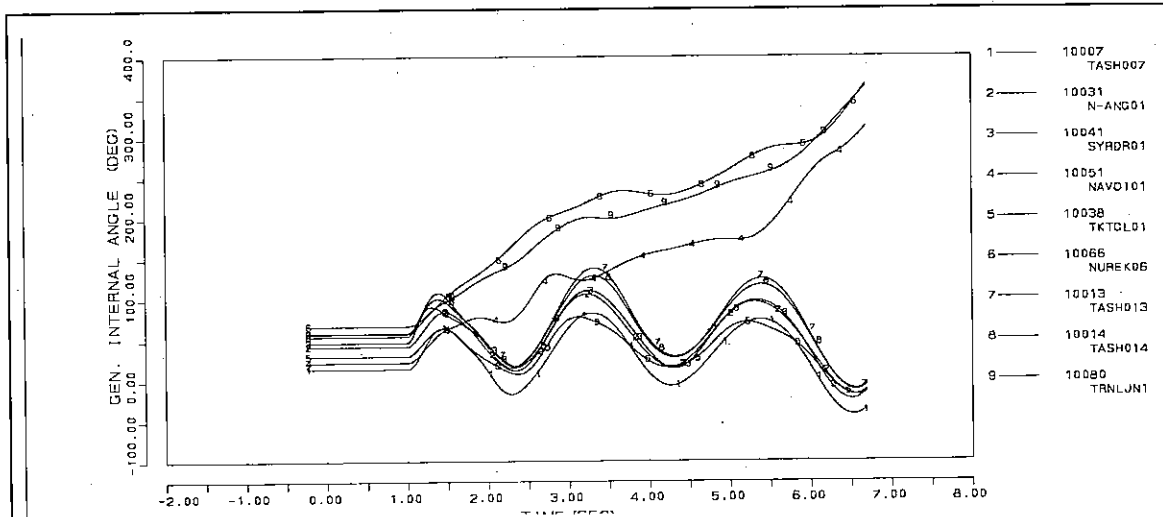


Рис. 4.5-23 Линия 500 кВ Сырдарья-Гузар при 3-х фазном КЗ с Талимарджанским энергоблоком в системе

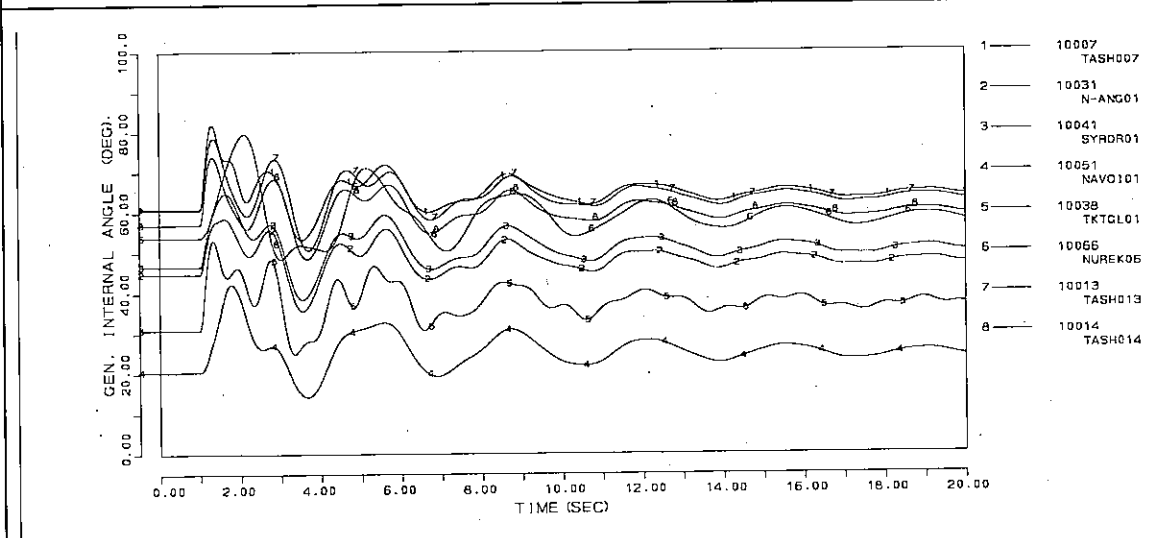


Рис. 4.5-24 Линия 500 кВ Фрунзенская-Токтогул при 3-х фазном КЗ

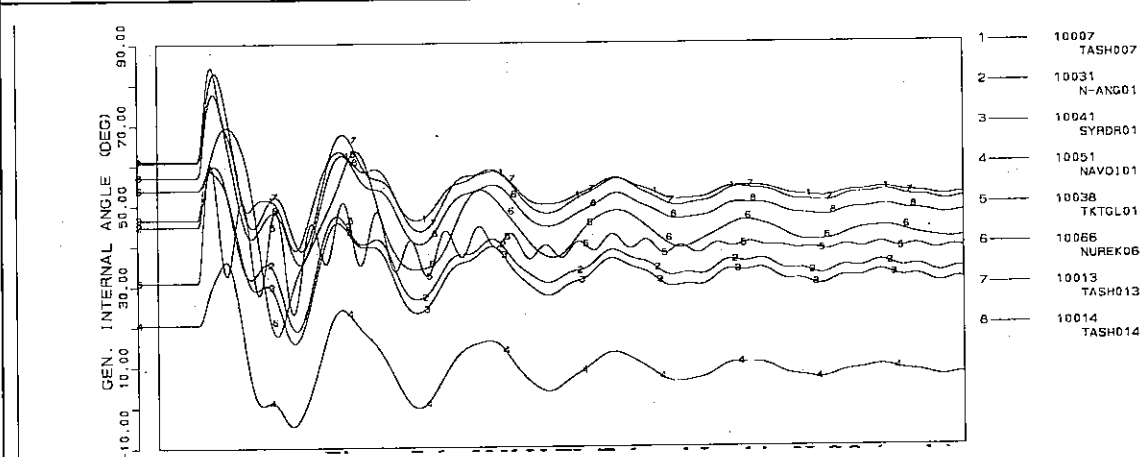


Рис. 4.5-25 Линия 500 кВ Токтогул-Лочин при 3-х фазном КЗ

**Раздел 5 План
усовершенствования
для ДП ТашТЭС**

**Изучение детального проектирования по-проекту Модернизации
ДП Ташкентской ТЭС в Республике Узбекистан
Заключительный отчет**

Оглавление

№ стр.

**РАЗДЕЛ 5 ПЛАН РАЗВИТИЯ ДП ТАШКЕНТСКАЯ ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ
(ДП «ТАШТЭС»)**

**5.1 Эксплуатация и Обслуживание Оборудования, Проблемные Участки ДП
«ТашТЭС»**

- 5.1.1 Краткое описание
- 5.1.2 Оборудование Котла
- 5.1.3 Оборудование газовой турбины
- 5.1.4 Электрическое оборудование
- 5.1.5 Аппаратура регулирования
- 5.1.6 Прочее оборудование
- 5.1.7 Оценка текущего состояния

**5.2 Предложения по Эксплуатации и Обслуживанию Существующей
Энергоустановки**

- 5.2.1 Выбор средств Обслуживания
- 5.2.2 Результаты ремонтных и восстановительных работ
- 5.2.3 План Обслуживания и Ремонта
- 5.2.4 Финансовый анализ Плана Обслуживания

5.3 Производственный и Финансовый вклад ДП «ТашТЭС»

- 5.3.1 Производственный Вклад (Выработка) ДП «ТашТЭС»
- 5.3.2 Финансовый Анализ Производства (Выработки) на ДП «ТашТЭС»
- 5.3.3 Вопросы и Предложения по Финансовому анализу

5.4 План эксплуатации и управления существующей энергоустановки

- 5.4.1 Предложение по организационной структуре
- 5.4.2 Управление эксплуатации оборудования
- 5.4.3 Безопасность труда и гигиена

5.5 Финансовый и экономический анализ нового энергоблока

- 5.5.1 Оценка стоимости строительства и эксплуатации нового энергоблока
- 5.5.2 Финансовый анализ нового энергоблока
- 5.5.3 Экономический анализ новой ПГУ
- 5.5.4 Стоимость выработки на новой ПГУ
- 5.5.5 Вопросы и Предложения Финансово-экономического анализа

5.6 Эксплуатация и техническое обслуживание новой парогазовой установки

5.6.1 Система организации эксплуатации и технического обслуживания

5.6.2 Эксплуатация и техническое обслуживание новой парогазовой установки

Список таблиц

№	Название Таблицы
Таблица 5.1-1	Основные узлы ДП «ТашТЭС»
Таблица 5.1-2	Количество и процент заболевших на 1,000 на ДП «ТашТЭС»
Таблица 5.2-1	Затраты на выработку единицы продукции и разбивка
Таблица 5.2-2	Затраты на плановое обслуживание 2005г.
Таблица 5.2-3	Затраты на Плановое Обслуживание 2007
Таблица 5.2-4	Затраты на плановое обслуживание 2009 г.
Таблица 5.2-5	Годовая экономия затрат на топливо в сравнении с повышением теплового КПД на единицу продукции
Таблица 5.3-1	Выработка Тепловых Электростанций в Узбекистане.
Таблица 5.3-2	Выработка Электричества в Узбекистане
Таблица 5.3-3	Годовая выработка ТЭС в Узбекистане (Ед. изм.:ГВтч)
Таблица 5.3-4	Ежемесячная выработка ДП «ТашТЭС» в 2002 году
Таблица 5.3-5	Среднее количество осадков в мм по Ташкенту
Таблица 5.3-6	Сбыт Узбекской электроэнергии соседним азиатским странам в 2002г.
Таблица 5.3-7	Расход топлива генерирующими блоками ДП «ТашТЭС» в 2002г.
Таблица 5.3-8	Стоимость Выработки на ДП «ТашТЭС» за последние 3 года
Таблица 5.3-9	Стоимость Выработки на ДП «ТашТЭС» в 2002 год
Таблица 5.3-10	Стоимость Выработки на ДП «ТашТЭС» в 2002 году
Таблица 5.3-11	Стоимость Топлива в Узбекистане в 2002 году
Таблица 5.3-12	Тариф на Электричество в Узбекистане, включая НДС на 2002год
Таблица 5.3-13	Выработка, Импорт, Потребность и потери системы за последние 10 лет
Таблица 5.5-1	Основные характеристики нового энергоблока ПГУ
Таблица 5.5-2	Оценочная стоимость строительства
Таблица 5.5-3	Предположения по выплатам по строительству энергоблока
Таблица 5.5-4	Предположения по эксплуатационным режимам в финансовом анализе
Таблица 5.5-5	Тарифы на электро и тепловую энергию в Узбекистане на и после 1 апреля 2003 года
Таблица 5.5-15	Прогноз стоимости выработки новой энергоустановки (Ед.изм.: тысяч долл.США)
Таблица 5.5-16	Прогноз Отчета о доходах по новой ПГУ (Ед.изм.: тысяч долларов США)
Таблица 5.5-17	Прогноз отчета о наличности по новой ПГУ (Ед.изм.: тысяч долларов США)
Таблица 5.5-18	Прогноз балансового отчета по новой ПГУ (Ед.изм.: тысяч долларов США)

Таблица 5.6-1 Управление и осмотры газовой турбины

Таблица 5.6-2 Положения ежедневного осмотра Газовой Турбины

Таблица 5.6-3 Периодический осмотр оборудования газовой турбины

Таблица 5.6-4 Категории ухудшения по причине старения оборудования.

Таблица 5.6-5 Пример технического обслуживания генератора.

Список рисунков

- | № | Название рисунка |
|------------|--|
| Рис. 5.1-1 | Причины Остановок Блока из-за Отказа оборудования |
| Рис. 5.1-2 | Кол-во Остановок Блоков |
| Рис. 5.1-3 | Причины Остановок Блоков из-за Неполодок с Оборудованием Котла |
| Рис. 5.1-6 | КПД турбины в дальнейшем |
| Рис. 5.1-7 | Уровень вакуума конденсатора в дальнейшем |
| Рис. 5.1-6 | Количество отработанных часов блока |
| Рис. 5.1-7 | Готовность оборудования в пересчете на количество часов наработки |
| Рис. 5.1-8 | Коэффициент загрузки оборудования в зависимости от выходной мощности |
| Рис. 5.1-9 | Потребление для собственных нужд в будущем |
| Рис. 5.2-1 | Затраты на выработку единицы продукции |
| Рис. 5.2-2 | Пропорциональная разбивка затрат на выработку единицы продукции |
| Рис. 5.3-1 | Последние 10 лет выработки ТЭС в Узбекистане |
| Рис. 5.3-2 | Спрос на электроэнергию в РУз в 2001г. и Чистая выработка в 2002г. |
| Рис. 5.3-3 | Индексированная Выработка в 2002 году на ДП «ТашТЭС» за янв. 2002г =
100 |
| Рис. 5.3-4 | Индексированная Выработка в 2002 году на ДП «ТашТЭС» по янв. 2002г = 100 |
| Рис. 5.3-5 | Скорректированный Показатель Месячной Стоимости Выработки в 2002г. на ДП
«ТашТЭС» |
| Рис. 5.4-1 | Организационная структура ДП «ТашТЭС» |
| Рис. 5.4-2 | Организационная структура Отдела эксплуатации |
| Рис. 5.4-3 | Организационная структура Отдела обслуживания Механики |
| Рис. 5.4-4 | Организационная структура электротехнического цеха. |
| Рис. 5.4-5 | Предполагаемая организационная структура ДП «ТашТЭС» |
| Рис. 5.4-6 | Пример графика теплового баланса |
| Рис. 5.5-1 | Расчетный Средний Тариф на Электроэнергию в РУз |
| Рис. 5.5-2 | Тариф с индексиров. ценой на электричество и газ в РУз |

Список фотографий

№	Название фотографии
Фото 5.1-1	Существующая Ташкентская теплоэлектростанция
Фото. 5.1-2	Вид котла со стороны Турбины
Фото. 5.1-3	Вакуумный эжектор конденсатора
Фото 5.1-4	Короб турбины
Фото 5.1-5	Проведение обслуживания корпуса турбины на открытом воздухе
Фото. 5.1-6	Внешний вид Генератора
Фото 5.1-7	ЦЦУ
Фото 5.1-8	Оборудование для приема топливного газа
Фото. 5.1-9	Отсутствие изоляции на трубопроводах
Фото 5.1-10	Тренажер
Фото 5.1-11	Внутри здания вспомогательного оборудования турбины
Фото 5.1-12	Лестницы и перила площадок
Фото 5.1-13	Утечка пара из турбины
Фото 5.1-14	Трещины в верхней части котла блока № 6. Трещины в навесе котла (Видны раскаленные места в печи)
Фото 5.1-15	Верхняя часть барабана котла блока 6
Фото 5.1-16	Блок 1. Вид изнутри котла
Фото 5.1-17	Блок 1. Вид воздухоподогревателя изнутри
Фото 5.1-18	Блок 1. Вытяжной канал
Фото 5.1-19	Блок 1 Турбина среднего давления, конечная группа поворотных лопаток
Фото. 5.1-20	Блок 6. Подшипник маслососа воздухоподогревателя. (Не очищенный, хотя не имеется никаких операционных проблем.)
Фото 5.1-21	Блок № 6. Вид БЦУ с измерительными и регистрирующими приборами.
Фото 5.1-22	Кабели около топки Блока 6
Фото. 5.1-23	Панель регуляторов
Фото. 5.1-24	Локальная приборная панель/индикаторные трубки (почти не обслуживались)

6.

РАЗДЕЛ 5 ПЛАН РАЗВИТИЯ ДП ТАШКЕНТСКАЯ ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ (ДП «ТАШТЭС»)

5.1 Эксплуатация и Обслуживание Оборудования, Проблемные Участки ДП «ТашТЭС»

5.1.1 Краткое описание

ДП Ташкентская Теплоэлектростанция (далее именуемая ДП Таш ТЭС) имеет 12 (двенадцать) энергоблоков. Как показано на Таблице 5.1-1, выходная мощность энергоблоков No.1 через блок No.5 и блок No.9 составляет 150МВт, выходная мощность энергоблоков No.6, No.11 и No.12 составляет 155МВт; выходная мощность блоков No.7, No.8 и No.10 равна 165МВт. Все оборудование изготовлено в России (в Советское время). Энергоблоки сданы в эксплуатацию в период с 1963 года (блок No.1) по 1971 год, (блок No.12). Энергоблок No.1 находится в эксплуатации уже сорок лет, и даже самый новый блок - No.12 – функционирует больше 30 лет, то есть все оборудование морально устарело. На Фото 5.1-1 приведен вид сверху существующих энергоблоков ДП Таш ТЭС, а общая техническая схема электростанции приведена на Рисунке 5.1-1.



Фото 5.1-1 Существующая Ташкентская теплоэлектростанция

После ввода в эксплуатацию, теплоэлектростанция управлялась и обслуживалась Советскими инженерами. Однако после распада Советского Союза в 1990 году,

ответственность за эксплуатацию и технический уход теплоэлектростанции, была возложена на персонал станции. Из-за недостаточного финансирования и трудностей с поставкой запасных и заменяющих частей для оборудования, произведенного в России, персонал энергоустановки самостоятельно изготовлял и ремонтировал части, необходимые для эксплуатации энергоустановки. В результате, персонал энергоустановки достиг высокого уровня технического обслуживания, однако число работников, занятых на предприятии, должно быть увеличено.

Большинство ремонтных работ, производимых на электростанции, носит восстановительный характер, с целью устранения возникшей поломки; нет единой стратегии, направленной на принятие профилактических мер по уходу и планированию мероприятий по продлению срока действия оборудования.

Таблица 5.1-1 Основные узлы ДП «ТашТЭС»

1. Выходная мощность	Блоки 1-5, 9	150 МВт
	Блоки 6, 11, 12	155 МВт
	Блоки 7, 8, 10	165 МВт
2. Котлы	Тип: Котел с естественной циркуляцией барабана с балансированной тягой	
	Выработка пара	500 т/ч
	Температура основного пара	545°C
	Давление основного пара	130 кг/см ²
	Температура пара промперегрева	545°C
	Давление пара промперегрева	31.5 кг/см ²
	Топливо	Природный газ (из Бухары и Шуртана) Мазут (только самые холодные месяцы зимнего периода)
3. Турбины	Тип: Конденсационная турбина с промперегревом	
	Выходная мощность	150 - 165 МВт
	Скорость вращения	3,000 об/мин
4. Генераторы	Напряжение	18 кВ
	Метод охлаждения генераторов	Водородное охлаждение
	Частота	50 Герц

Следующие сбои оборудования были основными причинами остановок на ДП «ТашТЭС» в 2002 году:

- Поломка труб котла и нарушение сварных швов
- Засоренные подогреватели воздуха
- Поврежденные подшипники в турбинах, насосах и вентиляторах
- Высокая температура подшипников
- Высокая вибрация в турбинах, насосах и вентиляторах

- Повреждение основного запорного вентиля турбины
- Утечка водорода из подшипников генератора
- Ухудшение работы роторов генератора
- Поврежденные роторы двигателя

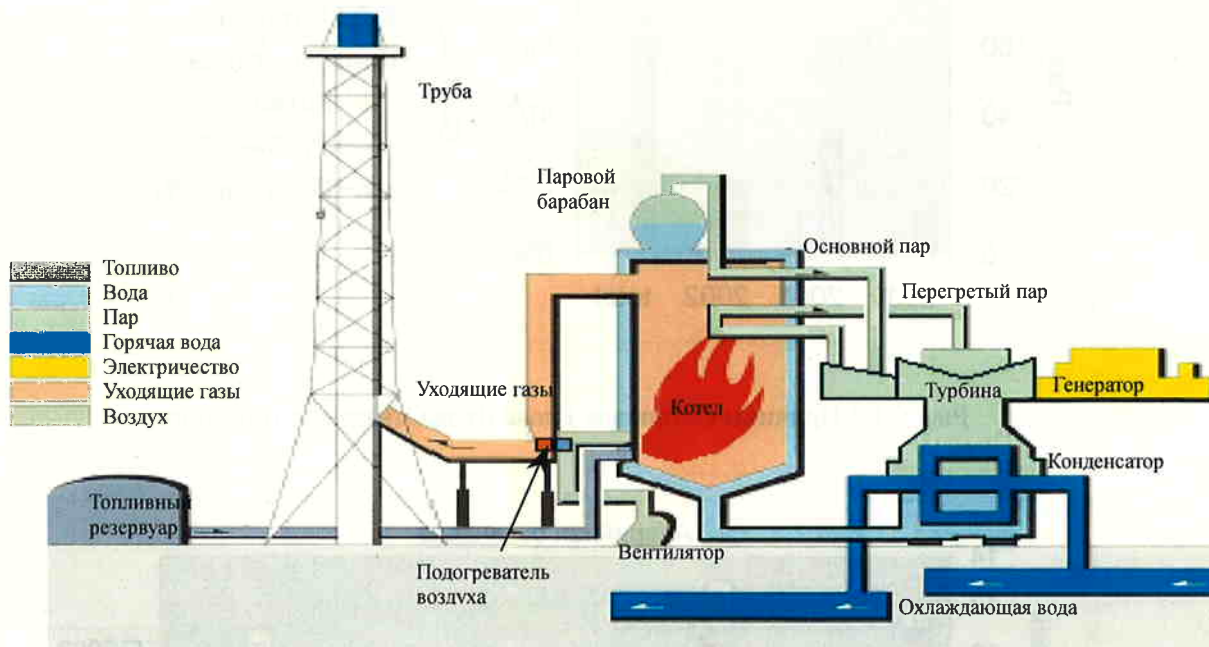


Рисунок 5.1-1 Общая схема Ташкентской тепловой электростанции.

На Рис. 5.1- показаны случаи остановок оборудования и узлов в 2000 и 2002 годах. В частности, следует отметить, что более 75% проблем, приведших к остановкам, связаны с оборудованием котла. На Рис. 5.1- видно, что аварийных остановок было больше, в частности, блоков № 1, 4 и 11. Однако следует подчеркнуть, что необходимо принять все меры по снижению количества таких остановок, поскольку они ложатся тяжким бременем на производство.

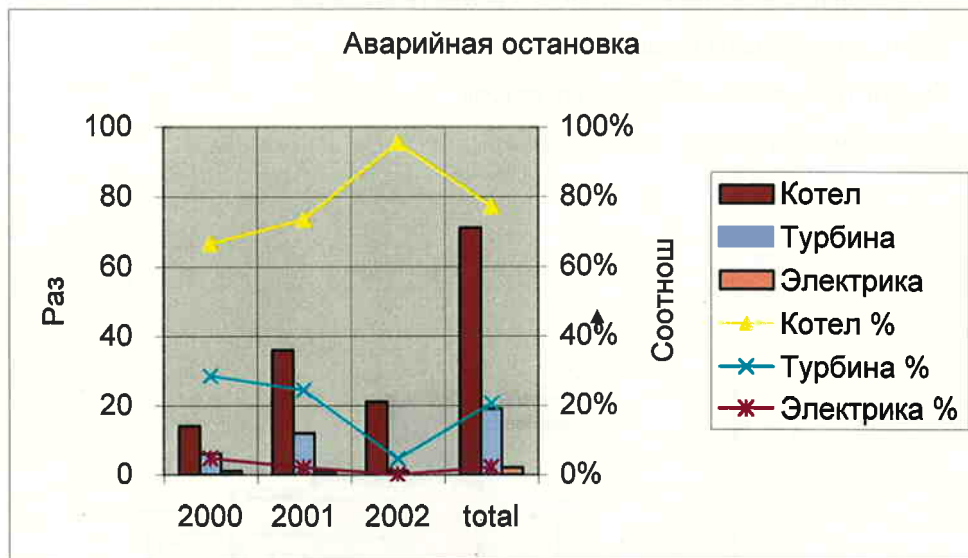


Рис. 5.1-2 Причины Остановок Блока из-за Отказа оборудования



Рис. 5.1-3 Количество Остановок Блоков

5.1.2 Оборудование Котла

Как видно на

Рис. 5.1-4, поврежденные трубы представляют собой самую большую проблему для котла, вызывающую остановку в 70% случаев. Наиболее частые проблемы возникают также из-за поврежденных подшипников и вибрации насосов и вентиляторов. Поврежденные трубы котла являются самой частой причиной остановки блока — свыше 50% случаев. Замечено также, что если число внезапных остановок из-за сбоев оборудования в этом узле снизится, то нагрузка на оборудование также снизится и возрастет надежность.

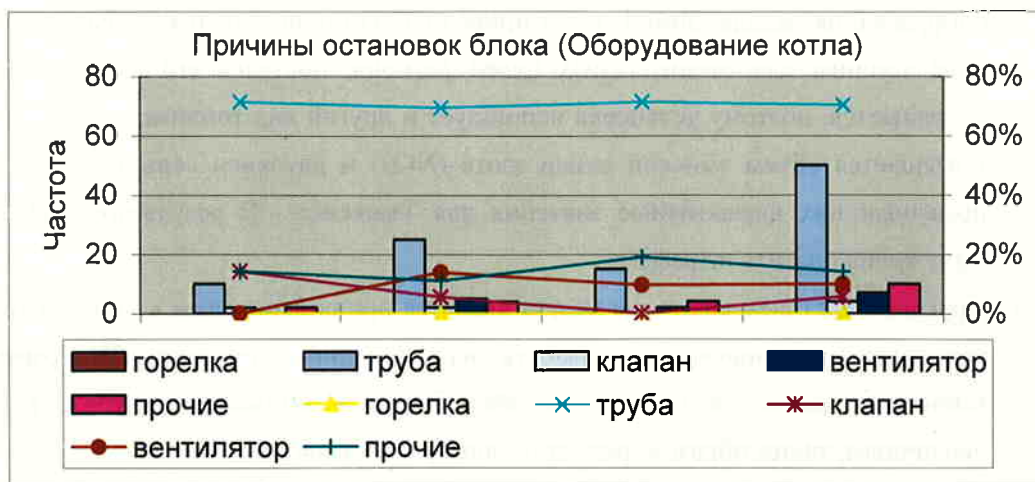


Рис. 5.1-4 Причины Остановок Блоков из-за Неполодаков с Оборудованием Котла

В качестве превентивной меры, во избежание отказов оборудования, следует выполнять тщательный осмотр оборудования во время планового ремонта, чтобы выявить на ранней стадии любые проблемы. Все выявленные проблемы должны быть устранены во время планового ремонта, а точки на трубе, где высока вероятность возникновения утечек должны быть обозначены, так, чтобы можно было выполнить запланированное усиление и обновление оборудования. На Фото. 5.1-2 - вид котла.



Фото. 5.1-2 Вид котла со стороны Турбины

Самые старые блоки на ДП Таш ТЭС были построены более чем 40 лет назад. Котлы имеют двухэтапное горение и рециркуляцию газа, чтобы снизить содержание окиси азота в отработанных газах.

В то время, эти виды оборудования считались наиболее приемлемыми с точки зрения экологического воздействия, но по мере износа оборудования, эффективность

оборудования падала. Зимой, когда природный газ используется в качестве основного вида топлива для отопительных целей региона, поставка его на энергоустановки сокращается, поэтому установка использует и другой вид топлива - мазут. Из-за этого повышается объем эмиссий окиси азота (NOx) и двуокиси серы (SO₂) до уровней, превышающих нормативные значения для Ташкента. В результате, ДП Таш ТЭС вынуждена платить штрафы.

Другим следствием сжигания мазута является прилипание сажи к стенкам труб котла, что снижает тепловую проводимость пара и подпиточной воды. Это означает, что тепло исходящее от горения не абсорбируется потоком в трубах, а теряется, увеличивая, таким образом, расход топлива установкой.

Кроме того, на некоторых блоках возле котлов чувствуется неприятный запах.

По-видимому, имеются утечки газа из котла или дымохода. Даже кратковременное вдыхание таких газов вызывает чувство сильного першения и раздражения в горле и продолжается еще в течение некоторого времени после того.

Хотя невозможно измерить эти утечки газа в количественном отношении, но это очевидно, что вентиляторы собственных нужд котлов вынуждены потреблять больше электроэнергии из-за чувствительных утечек (Это увеличение потребления невозможно увидеть, так как не ведется никакого учета потребления электроэнергии оборудованием собственных нужд станции). В результате этого рост потребления электроэнергии оборудованием собственных нужд блока также увеличивается, что является одной из причин снижения КПД блока.

Как приводится в Таблице 5.1-2 Количество и процент заболевших на 1000 на ДП «ТашТЭС», респираторные заболевания составляют более 55 % всех случаев наблюдаемых заболеваний у персонала электростанции. Зависимость случаев утечек газа и респираторными заболеваниями не проверялась, но эти данные показывают, что эта проблема слишком серьезная, чтобы ее не замечать.

Таблица 5.1-2 Количество и процент заболевших на 1,000 на ДП «ТашТЭС»

Тип заболевания	Количество заболевших	Процент
Периферийной нервной системы и органов дыхания	66.0	8.04%
Глаз и органов зрения	16.9	2.06%
Сердца, высокое кровяное давление, органов кровеносной системы	44.6	5.43%
Фарингиты и тонзиллиты	46.2	5.63%
Респираторные заболевания	383.1	46.67%
Верхних дыхательных путей	69.2	8.43%
Пневмония	5.0	0.61%
Хронические бронхиты и астма	20.0	2.44%

Тип заболевания	Количество заболевших	Процент
Язва желудка и двенадцатиперстной кишки	32.3	3.93%
Гастрит и воспаление двенадцатиперстной кишки	53.8	6.55%
Печени, желчного пузыря и поджелудочной железы,	26.1	3.18%
Почек , мочеполовых тракта	20.0	2.44%
Костей, мышечных и соединительных тканей	37.7	4.59%
Всего	820.9	100%

Источник: Отчет ОВОС, подготовленный институтом "Теплоэлектропроект" в 2003г.

Исходя из вышесказанного, становится очевидным, что имеется острая необходимость срочного принятия мер по устранению утечек из котлов и дымоходов не только для того, чтобы обеспечить нормальное функционирование оборудования и его надежность, но и чтобы улучшить состояние здоровья персонала на промышленном предприятии.

5.1.3 Оборудование паровой турбины

Для паротурбинного оборудования основными причинами отключений блока являются повреждения и вибрация подшипников как самой турбины, так и насосов. Что же касается оборудования котлов, то основным условием его нормальной работы является проведение тщательных полных осмотров при выполнении планового текущего обслуживания и ремонта, а также осуществление таких мероприятий, как плановое усиление и модернизация оборудования.

Данные, которые были получены от ДП «ТашТЭС», не содержат информации о последних показателях КПД турбоагрегатов, так что мы вычислили КПД турбины по показателям КПД блока и котла. Результаты расчета приводятся на Рис. 5.1-5. Согласно полученным расчетам, КПД турбины в последние годы снижается.

Далее, на Рис. 5.1-1 КПД Турбины в дальнейшем также показано, что идет резкое ухудшение вакуума конденсатора. Из обсуждений с представителями ДП «ТашТЭС» можно сделать вывод, что они полностью знают эту проблему. Они также согласились с нами, что возможной причиной ухудшения вакуума является подсос воздуха в конденсаторе. Во время каждого текущего планового ремонта, выполняемого на электростанции, персонал проводит проверки и ремонт эжекторного вакуум-насоса, и сразу после проведения технического обслуживания уровень вакуума восстанавливается. Однако, в течение короткого времени эксплуатации уровень вакуума снова снижается. А потеря вакуума конденсатора выражается в уменьшении КПД турбины, что в свою очередь напрямую связано и ведет к снижению КПД блока. Поэтому необходимо срочно выполнить следующие мероприятия.